

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ современных способов предупреждения и ликвидации флюидопроявлений при строительстве скважин

УДК 622.245.4-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Новосельцев Денис Иванович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения социально- гуманитарных наук	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения контроля и диагностики	Задорожная Т.А.	к.т.н.		

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностраннных языков	Стрельникова А.Б.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Ковалев А.В.

(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Новосельцеву Денису Ивановичу

Тема работы:

Анализ современных способов предупреждения и ликвидации флюидопроявлений при
строительстве скважин

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Обобщение современного опыта в области предупреждения и ликвидации флюидопроявлений, разработка методики ликвидации ГНВП в осложненных горно-геологических условиях.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области;2. Разработка методики ликвидации ГНВП в особых условиях месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа.3. Финансовый менеджмент;4. Социальная ответственность;5. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык;6. Выводы по работе.

Перечень графического материала	Необходимость в графических материалах отсутствует.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Макашева Ю.С.
Социальная ответственность	Задорожная Т.А.
Разделы, выполненные на иностранном языке	Стрельникова А.Б.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Blowout and Well Control	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Новосельцев Денис Иванович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Новосельцеву Денису Ивановичу

Школа	ИШПР	Отделение	нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	«Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических и человеческих ресурсов на ликвидацию ГНВП
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	SWOT-анализ проекта
2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Расчет материальных затрат научно-технического исследования 2. Основная заработная плата исполнителей темы 3. Отчисления во внебюджетные фонды 4. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. Календарный график проведения НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.04.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Ю.С. Макашева			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Новосельцев Денис Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Новосельцев Денис Иванович

Школа	ИШПР	Отделение нефтегазового дела	
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01/Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Аналитическая работа, связанная с разработкой методики ликвидации ГНВП в осложненных условиях. Исследуется техника и технологии, используемые в процессе ликвидации ГНВП.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1 Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования 1.2 Анализ опасных факторов, которые может создать объект исследования	Представлены факторы, влияющие на персонал, работающий буровых установках на суше и в условиях ГНВП. Проанализированы следующие вредные факторы: повышенный уровень общей вибрации; повышенный уровень шума; отсутствие или недостаток необходимого естественного/искусственного освещения; химическое поражение через органы дыхания (испарения углеводородов, бурового раствора); химическое поражение через кожные покровы (буровой раствор, хим. реагенты); физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса; нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса. Проанализированы следующие опасные факторы: падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего; падение работающего с высоты; струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним; движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; химическое поражение через органы дыхания (сероводород); химическое поражение через кожные покровы (кислоты, щелочи); движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу; ударные волны воздушной среды; факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой (возгорание). Рассмотрены источники возникновения
---	---

	каждого фактора; приведены допустимые нормы; рассмотрены средства защиты (коллективные и индивидуальные) для минимизации воздействия каждого фактора.
2. Экологическая безопасность 2.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 2.3 Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).	Приведен анализ воздействия процессов, связанных со строительством скважин на суше, на атмосферу, литосферу и гидросферу. Рассмотрены правила и мероприятия, позволяющие уменьшить степень загрязнения атмосферы, литосферы и гидросферы в процессе строительства скважин на суше.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1 Разработка превентивных мер по предупреждению ГНВП; 3.2 Первоочередные действия в случае ЧС и ликвидация ГНВП, открытых газовых и нефтяных фонтанов.	В качестве ЧС рассмотрено ГНВП и открытый фонтан. Представлены мероприятия по предупреждению и ГНВП и открытых фонтанов. Рассмотрены первоочередные действия при возникновении ЧС и мероприятия по ликвидации открытого фонтана.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 4.1 Специальные (характерные для вахтового метода осуществления работ) правовые нормы трудового законодательства 4.2 Организационные мероприятия при компоновке вахтового поселка	Приведены специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для вахтового метода осуществления работ. Приведены требования, предъявляемые при обустройстве вахтового поселка.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Новосельцев Денис Иванович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа магистра 124с., 7 рис., 4 табл., 34 источников, 1 прил.

Ключевые слова: ГНВП, ФЛЮИДОПРОЯВЛЕНИЕ, МЕТОДИКИ ЛИКВИДАЦИИ, БУРЕНИЕ, АВПД.

Объектом исследования являются технологические процессы ликвидации газонефтеводопроявлений.

Цель работы: создание методики бурения в условиях проявления и ликвидации его в осложненных горно-геологических условиях, применительно к месторождениям Ямало-Ненецкого автономного округа.

В процессе исследования проводились анализ и обобщение существующих методов ликвидации ГНВП, опыт их использования в различных горно-геологических условиях.

В результате исследования разработана методика бурения в условиях ГНВП с ликвидацией его в осложненных горно-геологических условиях.

Степень внедрения: методика успешно применена при ликвидации осложнения, связанного с ГНВП, на разведочной скважине месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа.

Область применения: ликвидация ГНВП в осложненных условиях.

Экономическая эффективность/значимость работы: возможность снизить временные и финансовые затраты на ликвидацию ГНВП.

В будущем планируется проработка и унификация методики с целью возможности более широкого ее применения.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- **скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

- **конструкция скважины:** Система крепления ствола скважины колоннами обсадных труб, обеспечивающая достижение скважиной проектной глубины, возможность ее исследования, изоляцию проницаемых горизонтов и осуществление запроектированных режимов эксплуатации.

- **режим бурения:** Совокупность следующих факторов при бурении скважины: осевая нагрузка, частота вращения, расход и свойства промывочной жидкости.

- **буровой раствор:** Технологическое наименование сложной многокомпонентной дисперсной системы суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

- **заканчивание скважины:** Комплекс технологических процессов от момента вскрытия продуктивного пласта до момента его освоения и испытания как промышленного объекта.

- **цементирование скважины:** Способ крепления скважин путём цементирования затрубного пространства.

- **буровая установка:** Комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин.

- **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

Обозначения и сокращения

- ГНВП – газонефтеводопроявления;
- АВПД – аномально высокое пластовое давление;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- БУ – буровая установка.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Средства и методы защиты от шума. Классификация.

СП 4156-86 Санитарные правила для нефтяной промышленности.

ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности.

Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

СанПиН 1.2.2353-08 Канцерогенные факторы и основные требования к профилактике канцерогенной опасности.

ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Р 2.2.755-99 Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса. Руководство.

ГОСТ 12.1.005-88 Характеристика категорий работ по тяжести.

Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н Об утверждении Методики проведения специальной оценки условий труда, Классификатора вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению.

ФНиП ПБ Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.

ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

ИПБОТ 189-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при опрессовке нагнетательных линий и буровых рукавов (актуализированная редакция).

Федеральный Закон Российской Федерации №7-ФЗ от 10.01.2002 (редакция от 31.12.2005) «Об охране окружающей среды».

Федеральный Закон Российской Федерации №89-ФЗ от 24.06.1998 (редакция от 18.12.2006 N 232-ФЗ) «Об отходах производства и потребления».

СанПиН 2.1.7.1322-03 Гигиенические требования к размещению отходов производства и потребления.

СанПиН 2.1.5.980-00 Гигиенические требования к охране поверхностных вод.

ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.

ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.

Постановление Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС, Минздрава СССР от 31.12.1987 N 794/33-82 (ред. от 17.01.1990, с изм. от 19.02.2003) "Об утверждении Основных положений о вахтовом методе организации работ".

Оглавление

Введение	14
1 Литературный обзор.....	15
2 Характеристика пластов АВПД	27
2.1 Некоторые свойства газов	30
3 Причины газонефтеводопроявлений.....	38
4 Признаки ГНВП.....	45
5 Ликвидация ГНВП. Основные методы	47
5.1 Метод бурильщика.....	51
5.2 Метод ожидания и утяжеления.....	56
5.3 Непрерывный метод.....	59
6 Некоторые методы глушения скважины в осложненных условиях	62
7 Разработанная методика глушения скважины в осложненных условиях на месторождении ЯНАО.....	69
8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	78
8.1 Структура и организационные формы работы Красноярского филиала АО «ССК»	78
8.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	79
8.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	82
9 Социальная ответственность.....	83
Заключение.....	105
Приложение А.....	109

Введение

Одним из наиболее опасных видов осложнений при строительстве скважины является газонефтеводопроявление (ГНВП). Между тем, при своевременной и правильной реакции буровой бригады, а также исправности оборудования и наличия необходимого количества утяжелителя, глушение скважины не представляет проблемы. Однако, при возникновении ГНВП на в осложненных условиях, преимущественно на разведочных и поисково-оценочных скважин есть ряд особенностей, осложняющих глушение скважины: недостаточное количество утяжелителя (связанное, как правило, со сложностью поставки на автономный объект), гидратообразование при поступлении флюида в ствол скважины, совмещение ГНВП с другими авариями.

В данной выпускной работе магистра рассмотрены существующие методов ликвидации ГНВП и разработана методика ликвидации проявлений в осложненных горно-геологических условиях применительно к реалиям газовых и газоконденсатных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа.

1 Литературный обзор

Одним из самых потенциально опасных осложнений при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП). Следствием других аварий и осложнений, в худшем случае, может быть потеря ствола и перебуривание, тогда как потеря контроля над скважиной при ГНВП может привести к открытому фонтану, ущербу окружающей среде и даже человеческим жертвам.

Как правило, в литературе приводится следующая классификация ГНВП:

- проявление;
- выброс;
- фонтан;
- грифон.

Под проявлением подразумевают поступление относительно небольшого количества пластовых флюидов, не требующее изменения принятой технологии бурения. Выброс – кратковременное, интенсивное вытеснение из скважины порций жидкости энергией расширяющегося газа. Аварийный фонтан – это неконтролируемое поступление нефти и газа на поверхность по стволу скважины, с возникновением в системе «скважина-пласт» давлений, угрожающих целостности обсадных колонн и пластов в открытом стволе. Грифоном называют неконтролируемое поступление газа, нефти и воды на поверхность по естественным и искусственным трещинам и каналам, происходящее в результате нарушения естественной герметичности залежей газа и нефти или нарушения герметичности стволов скважин.

Причиной ГНВП является поступление флюида из продуктивного пласта при превышении пластового давления над забойным. Возможно возникновение ГНВП и при наличии достаточного противодействия на пласт в результате диффузионных или осмотических процессов [РД 08-254-98]. Такое

проявление крайне редко приводит к серьезным последствиям и легко устраняется очисткой и дегазацией бурового раствора.

Наиболее опасным является поступление газа из продуктивного пласта. Это связано с возникновением больших давлений в скважине при ликвидации проявления, с высокой и не всегда прогнозируемой скоростью всплытия, с опасностью возгорания. Не менее опасным моментом является то, что газовые проявления характеризуются малым временем «неустойчивого равновесия», после чего следует выброс. Соответственно, времени на обнаружение и осуществление первичных действий с ПВО значительно меньше, чем при нефте- водопрооявлениях.

Так или иначе, случаи ГНВП возникали с самого начала бурения скважин на нефть и газ. Однако долгое время не было ни четких рекомендаций по своевременному обнаружению и распознаванию проявлений, ни внятного понимания работы системы «скважина-пласт». Связано это с тем, что первые разработки месторождений с аномально высокими давлениями (АВПД), а также развитие глубокого бурения пришлось на середину двадцатого века. Ранее буровики просто не сталкивались с тяжелыми ГНВП и мощными открытыми фонтанами. В 1940 г. В СССР запасы газа промышленных категорий исчислялись всего в 15 млрд. м³.

В середине 50-х годов началось интенсивное становление и развитие газовой промышленности, началась разработка газоконденсатных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа, нефтегазоносной провинции в Западной Сибири. Следствием этого стали первые серьезные аварии, связанные с ГНВП.

Некоторые ключевые примеры приведены ниже.

Березовская опорная скважина Р-1, несмотря на аварию, стала ключевой для нефтяной отрасли Западной Сибири. Скважина Р-1 была заложена 10 июля 1952 года с целью изучения литологии и стратиграфии геологического разреза, выяснения перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений и верхней

части доюрского фундамента, сбора материала для выяснения тектоники Березовского района. Проектная глубина скважины составляла 2900 м.

23 июля 1953 года опорное бурение приостановлено, из плановых 2900 пройдено 1344 метра. Было принято решение прекратить работы, законсервировать скважину по причине ее непродуктивности.

21 сентября 1953 года в 21 час 30 минут на скважине № Р-1 Березовской буровой партии в момент подъёма инструмента произошёл внезапный газоводяной выброс, перешедший в открытый газоводяной фонтан. Фонтан был заглушен 1 июля 1954 года. Средний дебит фонтана равнялся 1 млн кубометров газа в сутки. Работы по ликвидации газового фонтана длились девять месяцев. Скважину задавили глинистым раствором и установили репер.

Именно данная авария послужила толчком к открытию нефтегазоносной провинции в Западной Сибири.

Особое место в истории ликвидации открытых фонтанов занимает скважина №11 Уртабулак.

Разведочную скв. 11 Уртабулак закладывали с проектной глубиной 3550 м. Проектные и фактические данные конструкции и разреза скважины приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Конструкция скважины 11 Уртабулак

Колонна	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м (план)	Глубина спуска, м (факт)
Направление	527	5	5
Кондуктор	325	260	132
Техническая	219	2560	2370
Эксплуатационная	146	3550	—

Кондуктор до проекта не доведен вследствие прихвата на глубине 132 м. Скважина была оборудована двумя превенторами ППМ-12" с плашками под бурильные трубы диаметром 141 мм. Бурение велось при плотности бурового раствора 1,30-1,32 г/см³. В связи с тем, что толщина соляно-ангидритовых отложений оказалась значительно меньше предполагаемой, спустили

техническую колонну диаметром 219 мм на глубину 2370 м. Цементный раствор был поднят до глубины 1445 м. Устье скважины было оборудовано колонной головкой 12³/₄" х 8⁵/₈" на давление 35 МПа и двумя превенторами ЖП2-12" румынского производства на рабочее давление 21 МПа. Верхний превентор был оборудован глухими плашками, нижний – плашками под бурильный инструмент диаметром 114 мм. Один отвод колонной головки был оборудован задвижкой, второй – глухим фланцем.

При проведении работ, как позже выяснится, были допущены отступления от правил проводки газовых скважин, приведшие к возникновению открытого фонтанирования:

а) неожиданное вскрытие XV продуктивного горизонта вследствие отсутствия геологического контроля за проходимыми породами;

б) перед спуском колонны геофизические работы были выполнены частично, замеры кривизны - только до глубины 130 м, положение ствола в пространстве осталось неизвестным;

в) перед спуском обсадной колонны диаметром 219 мм трубы не опрес- совывались, а резьбы смазывались суриком на олифе;

г) колонна была зацементирована только до глубины 925 м;

д) устьевое оборудование после обвязки опрессовывалось на давление 8 МПа, а по проекту должно было опрессовываться на давление 2830 МПа;

е) к вскрытию продуктивного горизонта не было необходимого запаса бурового раствора;

ж) в скважине был буровой раствор, загрязненный цементным; плотность его была занижена.

После спуска турбобура с долотом в скважину и навинчивания ведущей трубы начался перелив бурового раствора из скважины, пришедший в выброс.

Превентор не был закрыт. Пока пытались закрыть превентор, поток жидкости настолько вырос, что стал выталкивать из скважины турбобур. Под напором потока корпус турбобура был сдвинут вверх до упора долота в незакрытые плашки верхнего превентора. Выходящий из скважины газ

загорелся. Через 15-20 мин после начала выброса скважина перешла на свободное фонтанирование газом. Все наземное оборудование было объято пламенем. Горящий факел фонтана имел диаметр пламени 25-30 м при высоте 35-45 м. Устье скважины сохранилось, превенторы остались на месте. Все наземное оборудование было деформировано. Бурильный инструмент, находясь в огненной струе, начал плавиться. Оборудование растащили тракторами, защищая рабочих стеной воды. Из 57-мм орудия 56 выстрелами были сбиты оба превентора, промежуточный тройник и половина нижней крестовины. Факел стал компактным. Высота пламени достигла 105 м.

Для тушения пожара с помощью взрывчатых веществ (ВВ) было пробурено 12 водяных скважин на бухарский ярус глубиной 80-100 м для снабжения глинозавода водой.

Первым взрывом (350 кг аммонита) пламя сбить не удалось. Второй взрыв (50 кг тротила и 450 кг аммонита) сбил пламя. Газ с содержанием сернистых соединений стал выходить и представлял угрозу для жизни.

Принудительно спускали с помощью хомутов и специальной оснастки 89-мм насосно-компрессорные трубы. После спуска третьей трубы отметили пропуски в резьбовых соединениях. Перешли к спуску (расточили внутреннюю высадку) 89-мм бурильных труб. Однако более 3 м труб продвинуть в скважину не удалось при усилии 420 кН.

Проведенные замеры дебита газа (трубкой Пито и методом бокового давления) показали, что дебит скважины составлял 10-13 млн м³/сут.

Это дало основание отказаться от задавки труб в скважину.

На устье скважины дополнительно установили превентор диаметром 8" с глухими плашками. После извлечения насосно-компрессорных труб из скважины свободным выбросом, что и было выполнено после трудоемких подготовительных работ, приступили к спуску пакерующего устройства, однако после спуска 7 м компоновки усилились пропуски газа через УБТ, перешедшие в течение нескольких минут в открытое фонтанирование. Возник пожар, однако не столь мощный, как прежде. Его потушили.

В процессе спуска (в третий раз) для задавливания скважины и ликвидации негерметичности устьевого оборудования замеренный дебит газа снизился с 13 до 8 млн. м³/сут при росте дебита газа из заколонного пространства и увеличении давления в последнем с 4,3 до 5,1 МПа. Это свидетельствовало о пропусках газа через 219-мм колонну, и значительное количество газа стало уходить в другие коллекторы, в частности в известняки Бухарского яруса. Начались грифоны. Зафонтанировали водой с сероводородом водяные скважины; начали проявлять себя ранее пробуренные структурные скважины, образовались многочисленные грифоны вдоль разрывного нарушения к северу от фонтанирующей скв. 11 на расстоянии 1 км. Вскоре общее число грифонов превысило 100. Некоторые из них приняли очертания кратеров диаметром до 10 м и фонтанировали на высоту 10-15 м. Резко возросла загазованность территории.

Учитывая возможность дальнейшего расширения грифонообразования, создания угрозы потери большой площади и увеличения загазованности территории, с помощью ВВ ликвидировали оборудование устья, и газ получил свободный выход; спущенные в скважину трубы были выброшены из скважины после ликвидации с помощью артобстрела оставшейся части арматуры. По истечении нескольких дней свободного фонтанирования интенсивность действия грифонов и фонтанирующих водяных скважин снизилась, и вскоре грифонообразования прекратились.

Основной причиной неудачных работ по глушению фонтана с помощью принудительного спуска труб являлся неожиданно высокий в истории газовой промышленности страны дебит газа.

Наряду с этим одна из причин безуспешности закачки жидкости под давлением – неудачная конструкция скважины, ее непригодность в условиях больших нагрузок. Большое содержание сероводорода и углекислого газа повлияло и на спускаемые в скважину трубы и на целостность промежуточной колонны.

Было решено (по новой программе) закачивать жидкость в аварийный (фонтанирующий) ствол через специально пробуренные наклонно направленные скважины. Их пробурили четыре (потом их стало больше) – к зоне забоя фонтанирующей скважины; или пресечь ими ствол в кровле газового горизонта, чтобы осуществить гидроразрыв и закачку жидкости для глушения фонтана.

В связи с отсутствием, на тот момент, в мировой практике опыта бурения наклонно направленных скважин большого диаметра приняли решение бурить эти скважины пилот-стволами с последующим расширением до необходимого диаметра.

Кроме того, принятие такого решения обуславливалось отсутствием данных о перетоках газа по стволу фонтанирующей скважины в вышележащие меловые отложения, возможностью прямого попадания в ствол скв. 11 и отсутствием надежной противовыбросовой арматуры больших диаметров.

По сумме примененных геофизических методов удалось практически безошибочно определить пространственное положение ствола фонтанирующей скв. 11 на всем протяжении и ликвидировать фонтан путем взрыва термоядерного заряда. После успешного взрыва проводились заключительные работы с целью предотвращения возобновления работы открытого газового фонтана в обсаженном, но незацементированном стволе.

Значительный фактический материал по возникновению грифонов и открытых фонтанов собрал и проанализировал В.Д. Малеванский в монографии «Открытые газовые фонтаны и борьба с ними». Ниже пример открытого фонтана из этой монографии.

В 1960 г. на месторождении Рудки (Западная Украина) отмечался прорыв газа на поверхность одновременно из двух скважин (120 и 26), который привел к образованию многочисленных грифонов на большой площади и создал угрозу нескольким деревням и больничному городку. Часть грифонов действовала в русле р. Днестра и ее пойме. Некоторые грифоны действовали через колодцы населенных пунктов. Угрожаемое состояние продолжалось в течение 3 мес.

Основными газовыми горизонтами являются угорские слои и прилегающая к ним часть верхней юры, на которые проводилось эксплуатационное бурение. С 1958 г. эти горизонты находятся в разработке. Четвертый комплекс, имеющий значительно меньший контур газоносности, не разрабатывается.

На большинстве скважин, за исключением первых разведочных (скв. 20, 25 и 5а), на глубину 150-160 м спущен 273-мм кондуктор с цементированием до устья и 146-мм эксплуатационная колонна с подъемом цементного раствора за колонной из расчета перекрытия верхнего газоносного горизонта на 100 м. В эксплуатационных скважинах, в том числе во всех кустовых, высота подъема цементного раствора за 146-мм колоннами значительно выше (цементным раствором часто перекрываются все песчаные комплексы конусного горизонта). Перекрытие цементным раствором башмака кондуктора при цементировании эксплуатационных колонн достигалось редко (скв. 20, 45, 65, 15, 25 и 40). В ряде скважин за эксплуатационными колоннами наблюдался газ с образованием межколонных давлений. Из 40 законченных бурением скважин, давших газ, имели пропуски газа в межколонном пространстве 15 скважин. Из 16 кустовых скважин, давших газ, пропуски наблюдались в 6 скважинах.

У д. Сусолово появился большой грифон, который воспламенился и стал выделять сухой газ. Место действия грифона находилось примерно на расстоянии 5 км от свода структуры, т.е. за пределами контура газоносности продуктивных горизонтов. В течение суток появилось еще большее количество грифонов, причем они распространились на значительной площади, захватив пойму и русло р. Днестра. Выходы газа наблюдались в колодцах и т.п.

9 мая 1960 г. на ликвидированной в 1959 г. аварийной скв. 39 из кольцевого пространства между 141-мм бурильными трубами и кондуктором появился газ, в результате чего разъело отводной патрубок и скважина стала

фонтанировать газом с водой, создав угрозу деревне, расположенной в непосредственной близости от нее.

Для отвода газа от населенных пунктов было пробурено более 350 мелких дегазационных скважин глубиной 15-100 м.

Общее количество газа, выделявшегося через грифоны, дегазационные скважины и фонтанирующую скв. 39, составляло по приближенным подсчетам около 3,5 млн. м³/сут.

Одновременно с принятием мер по обеспечению безопасности населения был детально рассмотрен весь фонд пробуренных скважин на месторождении Рудки для определения источника газа, питавшего грифоны. В результате этой работы было установлено, что главными источниками газа являлись скв. 120 и 26.

Следует отметить, что зарубежный опыт ликвидации фонтанов, в основном, речь идет об американском опыте, появился большей частью после аварий на морских буровых установках.

Во время открытого фонтанирования морской скважины вблизи Калифорнийского побережья в 1969г. продукты неконтролируемого нефтяного фонтана покрыли площадь 2000 км² в прибрежной зоне пролива Санта-Барбара. За восемь суток в воды пролива вылилось 540 т нефти. Первоначально вред, нанесенный побережью и морским организмам, был невелик, но после смены ветра нефть разлилась вдоль побережья на 20 км, и гавань пришлось закрыть.

Переток скважины начался во время остановки, предшествующей электрокаротажу. Далее произошел выброс, глухие плашки превентора закрыли, но нефть появилась на поверхности в стороне от устьевого оборудования. Специалисты компании, которой принадлежит скважина, пришли к выводу, что нефть на глубине 150 м уходит из ствола скважины и поднимается на поверхность по тектоническому разлому.

Забой скважины 1050 м, кондуктор 133/8" (339,7 мм) спущен на глубину 155 м. Вскоре после закрытия скважины пузырьки газа и капли нефти появились на поверхности моря в пяти различных точках, отстоящих от платформы на 240 м. Тот факт, что все места выделения нефти и газа расположены на прямой линии с аварийной скважиной, указывает, что нефть

поступила на поверхность по разлому. Позже эти проявления исчезли, за исключением одного у самого края платформы. Забойное давление составляло всего 1,4 МПа.

Из аварийной скважины выделялось большое количество газа. После восстановления циркуляции скважину промыли соленой водой, затем закачали 555 м³ промывочной жидкости, после чего выделение газа уменьшилось.

Скважину заглушили с помощью вспомогательной наклонной скважины.

Подводя некоторый итог, можно сказать, что череда серьезнейших аварий, связанных с проявлениями в 50-е и 60-е годы, положила начало систематического анализа причин ГНВП, поведения высоконапорных пластов. Нельзя также недооценивать уникальный опыт по ликвидации проявлений и открытых фонтанов, полученный буровиками в те годы.

Результатом этого можно считать первое подробное руководство по распознаванию и ликвидации ГНВП, изданное в 1979г. Однако, с современной точки зрения, данное руководство также было неполным, например, единственными признаками ГНВП названы увеличение уровня в приемных емкостях и расхода на выходе из устья.

Огромный вклад в изучение проблемы флюидопроявлений и борьбы с ними сделал Малеванский В.Д. В своих работах им было проанализировано более полусотни случаев открытых фонтанов и грифонов, впервые показано что всякий фонтан имеет в своем развитии две основные стадии: возникновение и усиление флюидопроявления и переход флюидопроявления в открытый фонтан.

При этом все же стоит отметить, что методов глушения скважины, по сути, рассматривалось всего два (метод «бурильщика», метод ожидания и утяжеления), и взяты они были из зарубежного опыта.

Впоследствии, с накоплением опыта бурения скважин в высоконапорных газовых и газоконденсатных пластах и борьбы с ГНВП, был сформулирован принцип классификации фонтанов по условиям их ликвидации:

I. На фонтанирующей скважине имеется база для установки герметизирующих устройств. Ликвидацию таких фонтанов ведут по следующей схеме: с устьевой обвязки снимают все пришедшие в негодность части; на узле обвязки, выбранной в качестве базы, устанавливают герметизирующее устройство либо проводят прямую задавку (в некоторых случаях устанавливают лубрикатор), либо спускают под давлением в скважину трубы и через них задавливают фонтан.

II. На фонтанирующей скважине нет базы для установки герметизирующих устройств или обсадная колонна негерметична. Такие фонтаны ликвидируют различными методами: 1) созданием воронки депрессии в призабойной зоне фонтанирующей скважины при интенсивном отборе газа через наклонные скважины; 2) подземным взрывом большой мощности в наклонной скважине, который создает условия для ликвидации каналов движения пластовых флюидов; 3) созданием дополнительных сопротивлений движению газа в пласте или в стволе фонтанирующей скважины.

Отдельно стоит упомянуть бурение учебной скважины №230 Левкинская, на которой были впервые были проведены эксперименты по исследованию движения газа по стволу скважины в условиях, приближенных к натурным. Так, был подтвержден экспериментально эффект инверсии давления при ГНВП, установлены предельные давления, возникающие на устье после всплытия пачки газа при герметизации скважины в начале проявления. Также были получены результаты, ставящие под сомнение некоторые использовавшиеся до этого формулы, в частности, определение скорости всплытия пузыря газа по Уоллису показало свою несостоятельность.

Говоря о современном состоянии дел в области предупреждения и ликвидации ГНВП, можно утверждать о подробной изученности этого явления в литературе и проработанных методиках работы с ГНВП на практике. Основными работами в данной области можно считать труды Басарыгина Ю.М., Булатова А.И., Овчинникова В.П., Аникиева К.А., Маркова О.А.,

Предеина А.П. Зарубежный опыт рассмотрен по работам Гоинс У.К., Шеффилд Р., Бернар Лопес, Жан Бом, Дидье Бриган, Кемп Г.

Однако, стоит отметить, что методики борьбы с ГНВП являются типовыми и разработаны еще в 60-е, 70-е годы. Как правило, эти методики являются вариациями трех основных и не учитывают ситуаций, возникающих в осложненных условиях, как горно-геологических, так и технико-организационных, таких как:

- наличие прихватоопасных зон в нижних интервалах, как следствие, вероятность ГНВП при неправильно рассчитанных объемах ванн при ликвидации;

- наличие зоны ММП и состав флюида, который способствуют образованию гидратных пробок при движении газовой пачки вверх;

- отсутствие утяжелителя на объекте;

- отсутствие «лифта» в скважине при начавшемся проявлении;

Большая часть этих условий реализуется в разрабатываемых в последнее время газовых и газоконденсатных месторождений Крайнего Севера (Ямал, Арктика). Особенно это касается разведочных и поисково-оценочных скважин, так как, в основном, они являются автономными объектами, отсюда сложность завоза непредусмотренных объемов хим. реагентов, в т.ч. утяжелителя. Кроме того, для них характерна неточная прогнозируемость положения продуктивных пластов и их порового давления, многоколонная конструкции скважины и общая сложность строительства скважины.

2 Характеристика пластов АВПД

Аномально высоким пластовым давлением (АВПД) принято считать такое давление, которое более чем на 10-20% превышает нормальное или условное гидростатическое давление, т. е. давление столба пресной воды, высота которого равна глубине залегания кровли залежи.

АВПД особенно наглядно проявляется в газовых залежах с большим этажом газоносности, в нефтяных залежах с газовой шапкой и в залежах с активным бассейном подошвенных вод.

Управление пластовыми давлениями сочетает в себе две основные группы мероприятий:

а) прогноз сверхвысоких пластовых давлений (а также оценка давлений разрыва пластов) как основа проектирования и уточнения конструкции скважины в ходе бурения, оптимизации режимов бурения и других процессов;

б) гибкое регулирование забойного давления на вскрываемые пласты (а также противодавлений на вскрытые пласты) во всем открытом стволе скважины как во время бурения, так и в ходе глушения глубокой скважины.

Локальные геологические основы прогноза – это закономерности строения недр месторождений, определяющие тенденции изменения пластовых давлений в мощных глинистых толщах-покрышках и в крупных залежах, что проиллюстрировано на рисунке 1.

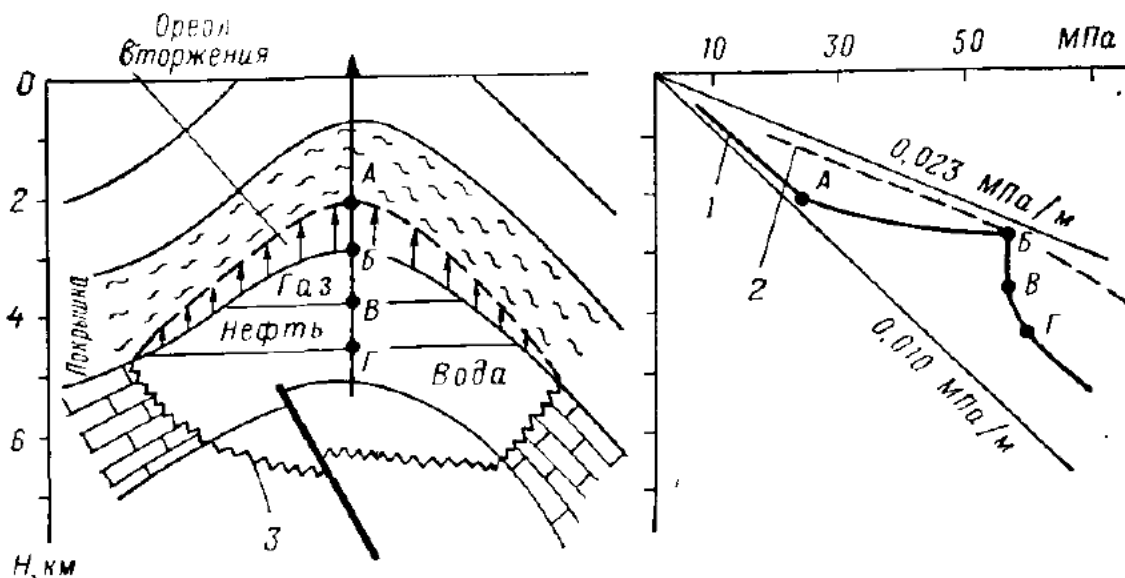


Рисунок 1 – Графики закономерностей поведения сверхвысоких пластовых давлений при разбуривании месторождений: 1 – кривая пластовых давлений; 2 – кривая давлений гидроразрыва пластов; 3 – граница замкнуто-упругого водяного скопления, подпирающего газонефтяную залежь.

Упомянутые тенденции определяются как увеличением избыточного давления от подошвы к кровле нефтяных и газовых залежей большой высоты, так и интенсивным вторжением высоконапорных газов, нефтей и вод из этих залежей в перекрывающие их мощные толщи-покрышки. Поэтому нижняя часть мощной глинистой толщи-покрышки над крупной залежью с АВПД всегда загазована, перенасыщена рассеянной водой и нефтью. Она представляет собой ореол интенсивнейшего вторжения высоконапорных газов, вод и нефтей снизу из залежи. Вторгающиеся флюиды порождают в ореоле вторжения высокие давления как в порах глин, так и в разного рода мелких скоплениях – сателлитах крупной залежи: в послойных песчаных линзах, секущих трещинах и «карманах», особенно обильных в зонах проводящих разломов.

Крутые взлеты градиентов давления флюидов в скоплениях-сателлитах и в порах глин наблюдаются как раз при разбуривании ореолов вторжения (от точки А до точки Б), а при последующем углублении в крупную залежь (глубже точки Б) градиенты АВПД стремительно падают, так как уменьшается аномальность избыточного давления в залежи углеводородов от ее кровли к

подошве. Поэтому кривая пластовых давлений как бы переламывается в точке Б.

Взлеты градиентов АВПД очень затрудняют управление пластовым давлением при углублении ствола скважины в ореол вторжения, так как перепады гидромеханических и осмотических давлений между столбом бурового раствора и непокрытыми пластами достигают здесь наибольшего размаха. Управление сверхвысокими пластовыми давлениями заключается прежде всего в оптимальном углублении башмака промежуточной колонны в ореол между точками А и Б по данным прогноза (на рисунке 2), которое позволило бы минимально утяжелять раствор и удерживать в допустимых пределах перепады давлений как до установки промежуточной колонны, так и особенно после ее установки при вскрытии залежи с АВПД.

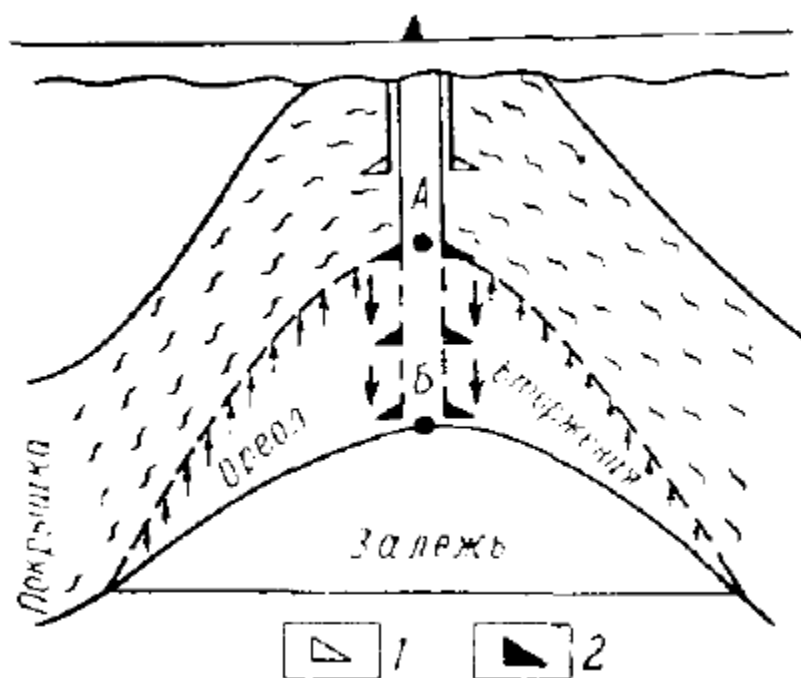


Рисунок 2 – Схема установки башмака промежуточной колонны в глубине ореола вторжения. 1 – башмак кондуктора; 2 – позиции башмака промежуточной колонны

Таким образом, первая точка (А) маркирует верхнюю границу ореола вторжения, вторая (Б) – границу возможного катастрофического выброса при неожиданном вторжении в крупную залежь. Причем границы в точках А и Б в разных скважинах, как правило, не совпадают с одними и теми же литолого-

стратиграфическими разделами. Так, например, верхняя граница ореола вторжения в точке А может изменять свое литологическое положение от скважины к скважине. «Перелом» кривой в точке Б также часто не совпадает с нижней литологической границей толщи-покрышки, а встречается несколько выше или ниже нее.

АВПД создает исключительно трудные условия для проводки скважин. Поскольку мощность таких пластов бывает большой, при бурении нередко создается взаимоисключающая ситуация, когда необходимо одновременно вести борьбу и с газонефтепроявлением, и с поглощением бурового раствора. Особенно опасны такие ситуации при бурении в пределах мощных толщ газоносных трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов.

Месторождения с АВПД обычно приурочены к зонам современных и новейших контрастных тектонических движений земной коры, например к зонам геотектонически активных глубинных разломов фундамента, перекрытых мощными толщами осадочного чехла. Примером таких зон могут служить месторождения Западной Туркмении, где вскрыты газоводонасыщенные пласты верхнего и нижнего отделов красноцветной толщи на глубинах от 1500 до 3000 м, пластовое давление в которых достигает 55-58 МПа.

2.1 Некоторые свойства газов

Добываемый из недр газ принято называть природным или нефтяным попутным. Газ чисто газовых месторождений состоит в основном (до 90 %) из метана и небольшого количества более тяжелых углеводородов. В попутных газах количество тяжелых углеводородов обычно повышенное.

В отличие от жидкостей при низких давлениях вязкость газов с увеличением температуры возрастает. При увеличении давления вследствие уплотнения газа вязкость его с повышением температуры изменяется аналогично изменению вязкости жидкости – повышение температуры приводит к уменьшению вязкости газа.

Вследствие незначительного внутреннего трения и высокой проникающей способности газ способен просочиться через неплотности, которые непроницаемы для нефти. Он обладает значительно более высокой упругостью, чем нефть.

Повышенная проницаемость пористых сред для газа по сравнению с жидкостями объясняется явлением проскальзывания газа из-за незначительного внутреннего трения его молекул.

Во время проявления в ствол скважины поступает газ, определенная часть которого растворяется в буровом растворе. Выделение растворившегося газа в интервалах пониженного давления приводит в известных условиях к формированию в растворе отдельных пузырьков, ассоциаций пузырьков, пробок и т.д.

Растворение газов в жидкостях сопровождается значительным сокращением объема растворителя. Подобный эффект, как известно, рассматривается в качестве фактора, способствующего развитию проявления.

Буровые растворы, применяемые для промывки скважин, представляют собой полидисперсную гетерогенную систему, в которой часть объема занята твердой дисперсной фазой – частицами глины, утяжелителя, выбуренной породы. Дисперсионная среда в растворах на водной основе представлена водой, насыщенной в той или иной степени солями и другими химическими реагентами, причем наличие солей снижает растворимость газа. Растворы на нефтяной основе и эмульсионные содержат определенное количество нефтепродуктов.

Согласно теории фазовых превращений, отмеченные факторы оказывают влияние на растворение и выделение газа. Особенно это влияние существенно для растворов на нефтяной основе, что отражается на процессах развития, обнаружения и ликвидации газопроявлений.

Обнаружение проявления при работе с растворами на нефтяной основе и вообще на углеводородной основе более затруднено.

В процессе следования от забоя к устью скважины газ претерпевает различные изменения своего состояния под влиянием непрерывно меняющихся термобарических условий. Наряду с увеличением объема наблюдаются, особенно при образовании в скважине газожидкостной смеси, фазовые превращения, т.е. растворение, выделение, сжижение и испарение газа. Закономерности протекания отмеченных явлений имеют существенное значение для совершенствования управления проявляющейся скважиной.

По мере подъема газа с забоя вместе с циркулирующим буровым раствором или вследствие всплывания происходит его расширение. Однако это расширение по глубине скважины весьма неравномерно. Значительную часть пути газ проходит с относительно невысоким приращением своего объема. Интенсивное увеличение объема начинается в верхней части скважины, в интервалах низких гидростатических давлений бурового раствора. Расчеты показывают, что здесь объем газа увеличивается в десятки раз по сравнению с исходным значением.

Исходя из общих представлений, можно отметить следующее. Прогнозируются три зоны состояния углеводородов в смеси с буровым раствором. Границы зон определяются конкретными условиями – давлением, температурой, составом газа. В нижней части глубоких скважин все углеводороды вследствие явлений обратного испарения будут находиться в газообразном состоянии. Выше, в следующей зоне, могут выпадать конденсаты тяжелых углеводородов. В третьей, верхней, зоне, простирающейся ориентировочно до глубины в несколько сотен метров, все углеводороды будут находиться в газообразном состоянии.

На поведение газа, находящегося в смеси с буровым раствором, во время его движения в скважине большое влияние оказывают процессы растворения и выделения. В тех случаях, когда количество газа не превышает растворяющей способности находящегося с ним в контакте раствора, газ растворяется без остатка. В противном случае избыточная часть газа остается в свободном состоянии. Растворение газа заканчивается практически в призабойной части

скважины. Объем растворенного газа (метана) при высоких давлениях, а, следовательно, на больших глубинах в стандартных условиях может в 10 раз и более превосходить объем растворителя. Реальное газосодержание газированных пачек в пересчете на свободный газ с глубиной уменьшается вследствие роста давления и интенсификации процесса растворения.

В процессе подъема бурового раствора по мере достижения давления насыщения компоненты растворенного газа начинают последовательно выделяться. Так, по-видимому, в большинстве случаев и образуется в верх ней части ствола скважины газированный раствор как двухфазная система. Это подтверждается анализом содержания газа в газированных растворах в широком диапазоне фактических концентраций.

На сравнительно небольшом участке на пути к устью скважины газ полностью растворяется в буровом растворе. Далее свободный газ исчезает и буровой раствор является однородной гидравлической системой, сохраняющейся до начала выделения газа. С момента выделения газа и начинается собственно образование газированной пачки, если поступление газа носило эпизодический характер, или газированного потока при его постоянном притоке.

Наличие фазовых переходов, кроме рассмотренных эффектов, приводит еще к одному важному заключению. При движении в скважине газированных пачек и потоков объем свободного газа, приведенный к стандартным условиям, с глубиной меняется вследствие растворения. Таким образом, на каждой глубине объем газовой фазы определяется как сжимаемостью, так и растворимостью.

Буровые растворы, как правило, представляют собой тиксотропные системы, обладающие пластическими свойствами. Известно, что течение таких систем начинается после того, как приложенная сила преодолееет сопротивление сдвигу жидкости. В связи с этим в буровых растворах всплывают только пузырьки, имеющие достаточную подъемную силу для разрушения тиксотропной структуры на пути своего движения.

В случае газопроявлений – их возникновении, развитии, ликвидации – наблюдается движение не одиночного пузырька, а некоторой массы газа, распределенной тем или иным образом в жидкости.

Большое влияние на характер всплывания газа и жидкости оказывает структура образующейся смеси. Различают четыре типа структур при движении смеси газа и жидкости в скважине.

Если газ движется в виде отдельных пузырьков различного размера, относительно равномерно распределенных в жидкости (находящейся в покое или текущей), то такая структура называется эмульсионной или пузырьковой. Примером могут служить пачки газированного раствора.

С повышением объемного содержания газа отдельные пузырьки начинают сливаться, образуя “снаряды” или пробки в скважине. Такая структура смеси получила название пробковой или снарядной. Образование газовых пачек в скважине является примером подобной структуры.

При дальнейшем увеличении содержания газа в потоке смеси появляется сплошной столб газа, окруженный жидким кольцом. Этот тип структуры называется стержневым.

Когда содержание газа смеси становится настолько высоким, что жидкая фаза распыляется потоком газа и движется вместе с ним во взвешенном состоянии, образуется дисперсная структура.

При подъеме смеси бурового раствора и газа в скважине по мере снижения давления в разных интервалах глубин могут существовать различные структуры потока.

С точки зрения выбросов наибольшая опасность возникает при снарядном режиме движения смеси. Причем “снаряды”, т.е. пробки газа могут образовываться как в движущейся, так и в покоящейся жидкости.

Для определения скорости подъема пузыря в трубе при снарядном режиме течения Т. Уоллис приводит формулу:

$$v_{\text{п}} = k\rho^{-1/2}[gD_T(\rho_1 - \rho_2)]^{1/2},$$

где k – коэффициент пропорциональности, $k = 0,345$; D_t – диаметр трубы, м; ρ_1, ρ_2 – плотность бурового раствора и газа, кг/м^3 .

Однако, при экспериментах на учебной скважине 230 Левкинская были получены различные результаты, свидетельствующие о неоднозначном влиянии структурных и реологических свойств жидкости. При некоторых экспериментах пузырь, всплывая, вдруг останавливался и не двигался до тех пор, пока не получал дополнительного импульса. В других случаях скорость всплывания оказывалась в 1,5 раза выше расчетного значения по Уоллису.

Всплывание газа в условиях скважин имеет характерные особенности. Вследствие значительного промежутка времени движения процесс осложняется такими явлениями, как тиксотропное загустевание раствора, растворение и выделение газа. В связи с этим всплывание газа в скважине не может быть охарактеризовано как строго гидродинамическое явление.

Поэтому, наиболее оправданным является определение скорости всплытия газа по изменению давления на устье:

$$u = \Delta p / \rho g t,$$

где Δp – приращение давления на устье при закрытых превенторах за время t , Па; ρ – плотность бурового раствора, кг/м^3 .

В зарубежных источниках (У.К. Гойнс, Р. Шеффилд) в качестве очень приблизительного значения для газа рекомендуется скорость миграции 300 м/ч. Однако указывается, что при наличии в скважине легкого раствора скорость миграции в 2-3 раза превышает это значение. В то же время отмечается, что иногда газовые пакки могут в течение длительного времени оставаться в призабойной зоне без заметного перемещения.

При газопроявлениях часто на устье герметизированной скважины при отсутствии циркуляции с течением времени наблюдается нарастание давления. Увеличение давления в этих случаях обусловлено эффектом, называемым инверсией давления.

Механизм инверсии давления заключается в следующем. Если в момент закрытия скважина частично или полностью заполнена жидкостью и в ней

присутствует газ, то газовые включения под влиянием архимедовой силы продолжают всплывать к устью. Но не имея возможности расширяться по мере подъема в жестко фиксированном объеме, каждый пузырек или газовая пробка в соответствии с законом Бойля-Мариотта будет сохранять объем и давление, существовавшие в момент герметизации. При этом давление определяется высотой расположенного выше столба бурового раствора.

В соответствии с рассмотренным механизмом в общем случае теоретически максимально возможное давление на устье скважины при всплытии газа:

$$P_{max} = P_1 + \rho g L_1,$$

где P_1 – давление на устье в момент герметизации скважины, Па; ρ – плотность бурового раствора, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; L_1 – высота столба бурового раствора над газом, м.

Если скважина закрыта в начале проявления, когда газовая пачка еще находится на забое, то после ее окончательного всплытия устьевое давление станет равным пластовому. Давление на забое скважины при этом удвоится.

Схема инверсии приведена на рисунке 3.

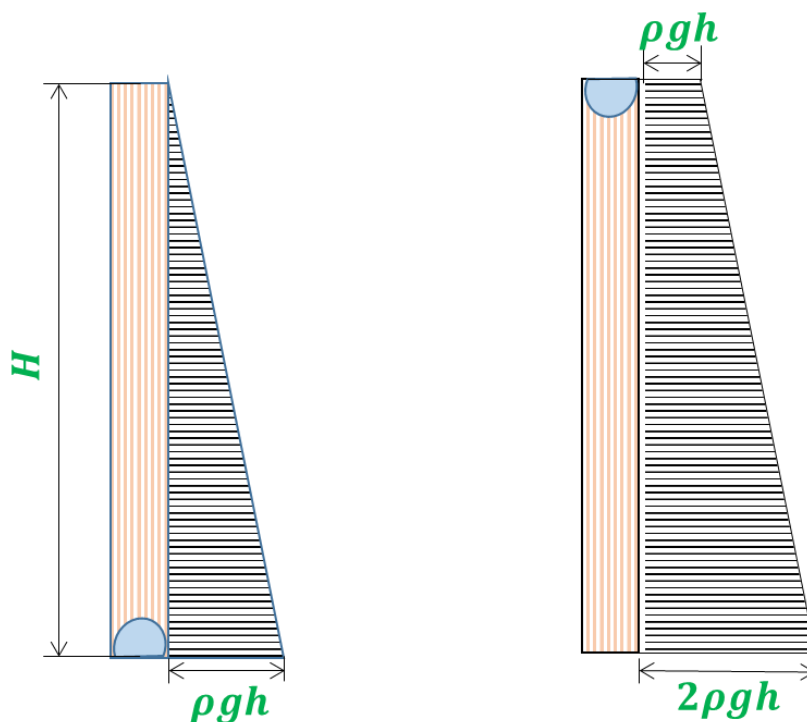


Рисунок 3 – Схема инверсии давления в скважине

В реальных условиях изменение давления на устье скважины протекает значительно сложнее. При этом на давление оказывают влияние негерметичность ствола скважины в ее открытой части, всплывание газа не в виде одной порции, а распределение его на значительном интервале и др.

Эффект инверсии давления при всплывании газа в герметизированной скважине проверялся экспериментально на учебной скважине 230 Левкинская. При этом измерялись давления в бурильных трубах и кольцевом пространстве в процессе движения газовой пачки от забоя к устью без циркуляции бурового раствора.

Исследования показали, что давление на устье скважины после всплытия пачки газа составляет примерно 70 % забойного давления, наблюдавшегося в момент начала всплытия.

Меньшее значение давления на устье после всплытия газа по сравнению с теоретическим можно объяснить тем, что часть газа растворяется в процессе движения. Кроме того, возможно явление деформации обсадной колонны и связанное с этим некоторое увеличение заколонного пространства.

Наряду с отрицательными последствиями инверсия давления может быть использована при борьбе с газопроявлениями для ограничения притока газа в скважину. В некоторый момент в результате всплывания газа наступает равновесие пластового и забойного давления. С этого момента поступление газа из пласта прекращается. Дальнейшая задача, следовательно, определяется условиями рационального способа удаления из скважины газа.

Однако во всех случаях ясно, что допускать скопление газа на устье скважины даже при наличии превенторов высокого давления нельзя. Для предотвращения отрицательных последствий инверсии давления при газопроявлениях принимаются специальные меры.

3 Причины газонефтеводопроявлений

Причина возникновения ГНВП есть совокупность взаимодействия различных факторов, характеризующих геологические условия проводки скважин, применяемую технологию строительства скважины и используемую при этом технику, которые в определенном сочетании приводят к перемещению пластовых флюидов из горных пород, слагающих разрез скважины, непосредственно в ее ствол.

Сочетание факторов, которое приводит к поступлению флюида в ствол скважины, является условием возникновения ГНВП.

Факторы, от которых зависит возникновение ГНВП, носят объективный и субъективный характер. Иными словами, они могут быть управляемыми или неуправляемыми. Одной из задач безаварийной проводки скважин является, в том числе, обеспечение такого сочетания факторов, при котором вероятность возникновения ГНВП была бы минимальной, а в случае их возникновения была бы минимальной угроза перехода в открытое фонтанирование.

Можно классифицировать причины возникновения ГНВП по группам факторов, влияющих на формирование условий их возникновения. Подобная классификация позволяет выделить четыре категории причин возникновения ГНВП.

1. Геологические причины.
2. Технологические причины.
3. Технические причины.
4. Организационные причины.

Принятие решения по классификации причины возникновения конкретного ГНВП представляет собой определение причинно-следственной связи между факторами, от которых зависит условие возникновения ГНВП в общем случае, и конкретным фактом его возникновения.

Следует заметить, что во многих случаях однозначная классификация причины возникновения ГНВП весьма затруднительна и даже невозможна.

Геологическими причинами возникновения ГНВП принято считать ошибочное или неправильное определение или задание расположения флюидосодержащих пластов (неверно заданы глубины их кровли) и их геофизических и петрофизических характеристик при проектировании скважины, а также при оперативном уточнении геологического разреза в процессе бурения.

В результате происходит вскрытие флюидосодержащих пластов при несоответствии технологии геологическим условиям, при неподготовленных техническом и организационном обеспечении технологических процессов. Следствием является возникновение ГНВП, причину которого нужно считать геологической.

Неправильное определение или задание геофизических характеристик флюидосодержащих пластов, таких как пластовое давление, трещиноватость, пористость, проницаемость, а также наличие тектонических нарушений может создать такую ситуацию в скважине, когда вскрытие этих пластов будет осуществляться с нарушением технологических инструкций и правил: несоответствие плотности бурового раствора; несоблюдение скоростей углубления и спуско-подъемных операций; вскрытие несовместимых интервалов бурения и т.д. При этом не исключено создание условий поступления пластового флюида в скважину, то есть может возникнуть ГНВП, причину которого следует характеризовать как геологическую.

Особое место занимает вопрос классификации причин ГНВП, возникновение которого связано с предшествующим ему поглощением бурового раствора. Механизм возникновения указанного проявления следующий: в результате поглощения происходит падение уровня бурового раствора в скважине; это приводит к снижению гидростатического давления на флюидосодержащий пласт; в результате возникает условие поступления флюида в скважину (давление в скважине меньше пластового давления) и, как следствие – ГНВП. В этом случае следует причину возникновения ГНВП отождествлять с причиной возникновения поглощения, поскольку в этой

ситуации поглощение и ГНВП есть стадии одного физического процесса, происходящего в скважине без дополнительных воздействий. Следовательно, можно считать, что определение причины поглощения будет определением причины ГНВП.

Технологическими причинами возникновения ГНВП принято считать несоответствие инженерно-технологических решений данным геолого-техническим условиям бурения, в результате реализации которых сформировались условия поступления пластового флюида в скважину.

Несоответствие инженерно-технологических решений может быть допущено на стадии проектирования процесса строительства скважины, планирования и регламентирования технологических процессов, а также при оперативном управлении процессом строительства.

В качестве технологических причин возникновения ГНВП следует считать несоответствие инженерно-технологических решений данным геолого-техническим условиям бурения в составе:

- ошибочное (заниженное) задание плотности бурового раствора;
- ошибочное (завышенное) задание плотности бурового раствора (падение уровня бурового раствора в скважине в результате поглощения);
- недостаточная дегазация бурового раствора (недостаточная пропускная способность системы дегазации);
- отсутствие блока дегазации в циркуляционной системе скважины;
- ошибочное (завышенное) задание скорости углубления;
- недостаточная очистка бурового раствора от выбуренной породы (отсутствие или неиспользование оборудования для тонкой очистки – пескоотделителей, гидроциклонов, илоотделителей);
- ошибочное (завышенное) задание скорости проведения спуска бурильных колонн, обсадных колонн или иных инструментов в скважину;
- ошибочное (завышенное) задание скорости проведения подъема бурильных колонн или иных инструментов из скважины;

- неверный расчет регламента долива бурового раствора в процессе подъема бурильной колонны или иного инструмента из скважины (падение высоты столба бурового раствора в скважине);
- ошибочное определение необходимых реологических и структурно-механических свойств бурового раствора;
- неправильно регламентированный ввод реагентов, воды, нефти в процессе химической обработки бурового раствора;
- недостаточная очистка ствола скважины от выбуренной породы (заниженное задание подачи бурового раствора, недостаточность промежуточных и технологических промывок);
- отсутствие в проектах, планах работ и регламентах мероприятий по борьбе с осложнениями в процессе бурения (сальникообразование, кавернообразование, осыпи, поглощения);
- планирование длительных простоев скважины без циркуляции;
- ошибочное задание технологических параметров процесса крепления скважин, способное повлиять на качество изоляции пластов, перекрываемых обсадной колонной (марка цемента, режимы цементирования, время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), способ цементирования и т. д.);
- отсутствие или неприменение технических средств, оборудования или контрольно-измерительных приборов, предусмотренных правилами, инструкциями или технологией проведения работ.

Техническими причинами возникновения ГНВП принято считать выход из строя или потерю работоспособности технических средств или контрольно-измерительной аппаратуры, что в результате привело к формированию условия поступления пластового флюида в скважину.

В качестве наиболее характерных примеров технических причин возникновения ГНВП и открытых фонтанов можно привести следующие.

- Выход из строя дегазаторов бурового раствора при бурении интервалов, содержащих газонасыщенные пласты.

- Выход из строя или потеря работоспособности во время бурения элементов циркуляционной системы, выполняющих функции очистки бурового раствора от выбуренной породы (вибросита, гидроциклоны, пескоотделители, илоотделители).

- Выход из строя или потеря работоспособности датчика уровня в доливной емкости системы долива бурового раствора во время проведения операций по извлечению бурильной колонны или иного инструмента из скважины.

- Выход из строя системы гидравлического управления превентором.

- Разрушение герметизирующих элементов превенторов.

- Выход из строя шарового или обратного клапанов.

- Разрушение обратного клапана бурильной или обсадной колонн во время спуска в скважину.

- Нарушение герметичности бурильной колонны из-за неправильной сборки или вследствие брака соединительных элементов.

- Нарушение герметичности обсадной колонны из-за ее износа.

- Разрушение или несрабатывание пакера при проведении процесса испытания.

- Разрыв бурового шланга при проведении процесса ликвидации ГНВП.

- Нарушение герметичности грязевой трубы при проведении процесса ликвидации ГНВП.

- Слом бурильной колонны в процессе проведения расхаживания при ликвидации прихвата.

- Выход из строя или потеря работоспособности манометров на блоках дросселирования или глушения при проведении операций по глушению скважин.

- Выход из строя или потеря работоспособности станции геолого-технологической информации (ГТИ) при вскрытии пластов с высоким содержанием сероводорода и (или) аномально высоким пластовым давлением.

- Выход из строя или потеря работоспособности расходомеров на входе и выходе из скважины в процессе бурения интервалов, содержащих газонасыщенные пласты.

- Аварии с комплектом испытательных инструментов в процессе испытания пластов в открытом стволе скважины.

- Выход из строя насосов в момент проведения операций по глушению скважин.

Организационными причинами возникновения ГНВП принято считать нарушения трудовой и технологической дисциплины, халатность, некомпетентность, неквалифицированные действия исполнителей и иные проявления «человеческого фактора», а также низкую организацию труда при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин, которые в конечном итоге приводят к формированию условия поступления пластового флюида в скважину.

В качестве наиболее характерных примеров организационных причин возникновения ГНВП и открытых фонтанов можно привести следующие:

- Несвоевременное фиксирование косвенных признаков и непринятие мер по предупреждению возможного ГНВП.

- Превышение заданной скорости подъема колонны бурильных труб при наличии в открытом стволе скважины газонасыщенного пласта.

- Неравномерное распределение плотности бурового раствора по циклу циркуляции (наличие облегченных пачек, различающихся по плотности более чем на $0,05 \text{ г/см}^3$).

- Отсутствие шарового крана в компоновке бурильной колонны при вскрытии газового пласта с коэффициентом аномальности 1,5.

- Занижение продолжительности промывки скважины перед подъемом бурильного инструмента для смены долота.

- Длительный простой скважины без промывки при вскрытом продуктивном горизонте.

- Игнорирование появления прямых признаков возникновения ГНВП (движение бурового раствора по желобной системе при неработающих насосах).
- Продолжение работ по подъему колонны бурильных труб при зафиксированном выходе из строя уровнемера в доливной емкости.
- Допуск к работам по вскрытию продуктивного газового горизонта без проверки состояния противовыбросового оборудования.
- Допуск к работам по вскрытию продуктивного газового горизонта без проверки знаний рабочих бригады и инженерно-технических работников в области предупреждения, обнаружения и ликвидации ГНВП.
- Проведение работ по вскрытию продуктивного газового пласта без запаса бурового раствора необходимого количества и качества.
- Превышение указанной подачи тампонажного раствора при цементировании.
- Уменьшение указанного срока ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ).
- Отсутствие станции геолого-технологической информации (ГТИ) при вскрытии продуктивного газового горизонта или бурении разведочных скважин.
- Неиспользование или игнорирование данных геолого-технологического контроля и геофизических исследований.
- Игнорирование признаков изменения геологической обстановки в скважине (анализ шлама, изменение скорости проходки, нагрузки на долото и т.д.).
- Неправильные действия персонала буровой вахты при появлении прямых признаков ГНВП или иных осложнений при бурении.
- Несвоевременная замена элементов противовыбросового оборудования в процессе его эксплуатации.
- Отсутствие или недостаточность контроля за параметрами бурового раствора.

4 Признаки ГНВП

Важнейшим обстоятельством является своевременное обнаружение признаков возможного выброса.

Поступление пластовых флюидов в ствол скважины определенным образом отражается на гидравлических характеристиках циркулирующего потока и свойствах бурового раствора, выходящего из скважины. Возникающие при этом на поверхности сигналы различают на прямые и косвенные признаки ГНВП, так как они обладают различной значимостью и информативностью.

Признаки, которые однозначно указывают на поступление пластового флюида в ствол скважины, называют прямыми признаками.

Признаки, которые предупреждают о возможности возникновения ГНВП, так как они могут возникать не только в результате поступления флюида из пласта, но и по другим причинам, называют косвенными признаками.

Согласно РД 08-254-98, к прямым признакам относятся:

- несоответствие количества закачиваемого в скважину и выходящего из нее бурового раствора, изменение уровня бурового раствора в приемных емкостях в процессе бурения;
 - увеличение объема (уровня) раствора в приемных емкостях при бурении или проведении спуско-подъемных операций;
 - повышение расхода (скорости) выходящего из скважины потока бурового раствора;
 - несоответствие объемов металла поднятых (спущенных) труб и доливаемой (вытесняемой) в скважину (из скважины) жидкости;
 - повышение газосодержания в промывочной жидкости;
 - поступление жидкости из скважины при неработающих насосах.
- Согласно РД 08-254-98, к косвенным признакам относятся:
- снижение плотности бурового раствора;

- резкий рост механической скорости при неизменных параметрах режима бурения;
- изменение давления на насосах при прочих равных условиях их работы;
- увеличение вращающего момента на роторе;
- снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простоях.

Обнаружение ГНВП по прямым признакам без предварительного обнаружения косвенных признаков указывает на плохую организацию оперативного технологического контроля за состоянием скважины.

5 Ликвидация ГНВП. Основные методы

1. Метод поддержания постоянного давления на забое

Для ликвидации проявления гидростатическое давление столба бурового раствора надо увеличивать до тех пор, пока оно не станет выше пластового давления. Обычно проявляющая скважина может быть безопасно закрыта, чтобы обеспечить возможность стабилизации забойного давления, а затем производится циркуляция при постоянном давлении на забое с одновременным увеличением гидростатического давления до требуемого значения. Такой процесс известен как «метод поддержания постоянного давления на забое». Трубы должны находиться достаточно близко к забою, чтобы с помощью бурового раствора практически достижимой плотности можно было ликвидировать проявление.

Известны три варианта метода поддержания постоянного давления на забое во время вымыва поступивших в скважину пластовых флюидов и увеличения плотности бурового раствора.

Общее для всех вариантов – необходимость установления и сохранения постоянной скорости циркуляции (при глушении), чтобы стабилизировать давление в системе циркуляции. Давление в бурильных трубах, а иногда и в обсадных регулируется дросселем.

К этим вариантам относятся.

1. Метод ожидания и утяжеления – увеличение плотности бурового раствора в емкостях для последующего глушения скважины утяжеленным раствором до вымыва поступивших в скважину флюидов.

2. Метод бурильщика – промывка скважины от пластовых флюидов, закрытие устья, повышение плотности раствора до необходимого значения и глушение скважины путем циркуляции утяжеленного бурового раствора.

3. Непрерывный метод – немедленно начинается вымыв пластовых флюидов с одновременным увеличением плотности бурового раствора с максимально возможной скоростью. При этом плотность бурового раствора

следует повысить до значения, необходимого для глушения в процессе циркуляции.

Из этих трех методов чаще всего рекомендуется метод ожидания и утяжеления. Обычно требуется только один цикл циркуляции для глушения скважины. Этот метод обеспечивает снижение до минимума устьевого давления во время вымыва флюида. Если вместимость бурильной колонны меньше объема затрубного пространства в необсаженном стволе, то давление у башмака обсадной колонны будет ниже, чем во втором и третьем методах.

Метод бурильщика наиболее простой в использовании и позволяет немедленно начинать вымыв. Однако при этом требуются по меньшей мере два полных цикла циркуляции для ликвидации проявления, что приводит к более высокому устьевому давлению, чем в методах 1 и 3.

Непрерывный метод, описанный позволяет начинать вымыв сразу после закрытия скважины, но требует регулирования давления в бурильных трубах (при повышенной плотности бурового раствора), чтобы поддерживать постоянное давление на забое. Давления в обсадных трубах и у башмака обсадной колонны находятся в диапазоне значений для первых двух методов. Если во время начального вымыва плотность бурового раствора не может быть увеличена достаточно, чтобы обеспечить глушение скважины, то требуются по крайней мере два полных цикла промывки.

Если проявление происходит во время СПО или когда трубы находятся вне скважины, то по возможности колонна должна быть спущена до забоя, чтобы можно было использовать метод поддержания постоянного давления на забое. Для этого требуется обеспечить свободный или принудительный спуск труб в скважину через герметизированное устье.

2. Методы поддержания низкого давления на дросселе

Такие методы используются, когда начинается проявление и давление в обсадных трубах угрожает превысить допустимые для них значения, чтобы предотвратить гидроразрыв пород вокруг обсадных колонн, которые были спущены на слишком малую глубину для правильного управления скважиной,

и чтобы предотвратить ухудшение коллекторских свойств малопроницаемых продуктивных зон. Другим вариантом допускается непрерывное несбалансированное бурение в малопроницаемых пластах. Можно поддерживать некоторое противодавление, но давление на забое становится ниже пластового. В этих условиях могут потребоваться циркуляция при более высоких расходах, чем необходимо для глушения скважины, и увеличение плотности бурового раствора при поддержании максимально допустимого давления на дросселе. Процесс ликвидации проявления при подобных обстоятельствах – это скорее искусство, нежели системный подход; тем не менее на некоторых площадях с твердыми породами компании прибегают к вариантам метода ликвидации проявления, которые обычно используют при разбуривании известных плотных пород.

В этих условиях бурение ведется при забойном давлении, которое несколько ниже пластового, и в скважину постоянно поступают небольшие объемы газа. Во время СПО обычно отмечается скопление газа в скважине. Низкое давление на дросселе (часто около 2 МПа) используется для предотвращения чрезмерной разгрузки бурового раствора после СПО. Более проницаемые пласты также могут оказаться нефтегазоводопроявляющими, однако с такими проявлениями несложно бороться методами поддержания постоянного давления на забое.

Когда используется метод поддержания низкого давления на дросселе, в скважину постоянно поступают новые порции пластовых флюидов. Объем притока зависит как от проницаемости, так и от степени несбалансированности давления (интенсивности проявления). Приток пластового флюида может быть уменьшен отчасти созданием циркуляции с более высокой скоростью, чем при обычном глушении скважины. Это приводит к увеличению потерь давления на трение в затрубном пространстве и способствует повышению газового фактора бурового раствора. В результате давление на забое возрастает, если только приток газа в скважину не слишком высок. В плотных породах указанных операций может быть вполне достаточно для частичной борьбы с проявлением,

пока не будет установлен полный контроль условий в скважине путем увеличения плотности бурового раствора. Если к методу поддержания низкого давления на дросселе прибегают во время увеличения давления в скважине вследствие притока газа из проницаемого пласта, то поступающий газ смешивается с закачиваемым буровым раствором. Повышенный объем газа в скважине приводит к росту давления в обсадной колонне; для поддержания этого давления в определенных пределах забойное давление снижается открытием дросселя, в результате чего дополнительный объем газа поступает в скважину. Продолжение этих работ ведет к выбросу.

В ситуациях, когда большой объем газа поступает из высокопроницаемых зон, применяется метод поддержания низкого давления на дросселе, чтобы не допустить превышения предельно допустимого давления в обсадной колонне. К этому методу, в частности, прибегают, когда первоначально поступившая из пласта пачка газа подходит к устью, а давление в обсадных трубах приближается к допустимому максимуму. В некоторых случаях при использовании метода ожидания и утяжеления снижение давления на забое было небольшим и непродолжительным. В каждом случае возникало повторное проявление, которое было намного меньше, чем первое, и его удавалось легко ликвидировать. В данных обстоятельствах плотность бурового раствора, рассчитанная с учетом роста давления, будет отвечать требованиям и дополнительно повышаться не должна.

3. Глушение с устья используется для временного контролирования условий в скважине, когда газ достиг устья или трубы находятся слишком высоко над забоем, чтобы можно было прибегнуть к методу поддержания постоянного давления на забое. При подъеме газа до устья давление в обсадных трубах может быть уменьшено попеременной закачкой бурового раствора и стравливанием газа. Если в скважине имеется бурильная колонна, то нагнетание бурового раствора производится через нее.

4. Задавка поступившего флюида обратно в пласт обычно осуществляется для глушения добывающих скважин, а иногда и для

ликвидации проявления в бурящихся скважинах. Этот метод используется, когда при вымыве флюида давление на устье приближается к предельному для оборудования, а также в случае закупорки бурильных труб, когда последние подняты из скважины или если известно, что флюид содержит опасные примеси.

Объемный метод служит временной мерой для ограничения максимального забойного давления во время подъема газовой пачки и не рассматривается как метод глушения. Он используется, когда скважина не может быть промыта, так как трубы находятся вне скважины, колонна бурильных труб закупорена или циркуляционная система вышла из строя. Если бурильная колонна спущена до забоя, то забойное давление поддерживается постоянным путем стравливания бурового раствора; при этом давление остается неизменным и в бурильных трубах. Когда труб на забое нет или они закупорены, поднимающемуся газу позволяют расширяться стравливанием некоторого объема бурового раствора, чтобы компенсировать увеличение забойного давления. В конечном счете скважина должна быть заглушена одним из перечисленных методов.

Рассмотрим более подробно основные методы – метод ожидания и утяжеления, метод бурильщика и метод непрерывного глушения.

5.1 Метод бурильщика

Нельзя забывать, что давление циркуляции в бурильных трубах должно определяться при расходе, необходимом для глушения, во время бурения до возникновения какого-либо проявления.

1. Закрыть скважину.
2. Дождаться стабилизации давления в бурильных трубах.
3. Считать и записать:
 - давление в бурильных трубах при закрытой скважине;
 - давление в обсадной колонне при закрытой скважине;
 - увеличение объема бурового раствора в емкости;

- плотность бурового раствора.

1. Площадь затрубного пространства скважины определяется по формуле:

$$S_{\text{кп}} = \frac{\pi \cdot (d_{\text{д}} - d_{\text{убт}})}{4},$$

где $d_{\text{д}}$ – диаметр долота; $d_{\text{убт}}$ – диаметр утяжеленных бурильных труб.

2. Высота пачки поступившего пластового флюида определяется по формуле:

$$h_{\text{ф}} = V_0 / S_{\text{кп}},$$

где V_0 – объем поступившего пластового флюида.

3. Плотность поступившего флюида рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{ф}} = \rho_0 - \frac{(P_{\text{кп}}^{\text{изб}} - P_{\text{тр}}^{\text{изб}})}{g \cdot h_{\text{ф}}},$$

где ρ_0 – исходная плотность бурового раствора, кг/м³; $P_{\text{тр}}^{\text{изб}}$ – избыточное давление в бурильных трубах; $P_{\text{кп}}^{\text{изб}}$ – избыточное давление в затрубном пространстве.

4. Вид поступившего флюида определяется по его плотности.

Если $\rho_{\text{ф}} = 10\text{--}360$ кг/м³, то поступил газ, $\rho_{\text{ф}} = 360\text{--}700$ кг/м³ – газоконденсат; $\rho_{\text{ф}} = 700\text{--}1080$ кг/м³ – газированная нефть; $\rho_{\text{ф}} = 1080\text{--}1200$ кг/м³ – пластовая вода.

5. Пластовое давление проявляющего пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{тр}}^{\text{изб}} + \rho_0 \cdot g \cdot H,$$

H – глубина кровли проявляющего пласта, м.

6. Плотность жидкости глушения определяется по формуле:

$$\rho_1 = \frac{10,2 \cdot (P_{\text{пл}} + \Delta P)}{H},$$

где ΔP – требуемая репрессия на пласт, равная 5–10 атм.

7. Начальное давление циркуляции рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{нач}} = P_{\text{тр}}^{\text{изб}} + P_{\text{гс}}^1 + \Delta P,$$

где $P_{\text{гс}}^1$ – давление на стояке при работе насоса на пониженной подаче.

8. Конечное давление циркуляции определяется по формуле:

$$P_{\text{кон}} = P_{\text{гс}}^1 \times \frac{\rho_1}{\rho_0}.$$

4. Приоткрыть дроссель и перевести насос на режим, обеспечивающий необходимую для глушения подачу, одновременно поддерживать на одном уровне давление в обсадной колонне регулированием дросселя. После стабилизации расхода и давления считать и записать давление в бурильных трубах.

5. Если давление циркуляции в бурильных трубах приближенно не равно сумме начального давления в бурильных трубах при закрытом устье скважины и измеренных потерь давления на трение при подаче во время глушения, значит, что-то изменилось в системе циркуляции. Если давление выше расчетного значения, принять и использовать это значение. В сомнительных случаях закрыть скважину и оценить возникшую ситуацию.

6. Во время циркуляции рассчитать плотность бурового раствора, необходимую для глушения.

7. Поддерживать давление циркуляции до тех пор, пока скважина не очистится от пластовых флюидов.

8. Закрыть скважину. Записать давление в бурильных трубах, давление в обсадной колонне и объем бурового раствора в приемной емкости. Давления в бурильных трубах и в обсадной колонне должны быть примерно одинаковы и равны первоначальному давлению в бурильных трубах при закрытом устье скважины.

Если давление в бурильных трубах равно начальному, а давление в обсадной колонне выше, значит, скважина не очищена от пластовых флюидов. Промывать до тех пор, пока давления в обсадной колонне и в бурильных трубах не станут почти одинаковыми.

Если давление в бурильных трубах при закрытом устье скважины окажется выше первоначального значения, проверить, нет ли остаточного давления. В отсутствие такого давления плотность бурового раствора должна быть выше, чем было установлено при первоначальном закрытии скважины.

Использовать текущее давление в бурильных трубах для определения необходимой для глушения плотности бурового раствора.

9. Плотность бурового раствора в емкостях довести до необходимого для глушения значения и непрерывно следить за давлением в бурильных трубах.

10. Когда плотность бурового раствора до требуемого для глушения значения доведена, приоткрыть дроссель и перевести насос на режим, обеспечивающий необходимый расход. Поддерживать в обсадной колонне постоянное давление, равное давлению при закрытом устье, пока вся колонна бурильных труб не будет заполнена утяжеленным буровым раствором.

11. Когда утяжеленный буровой раствор достигнет долота, записать давление циркуляции в бурильных трубах и поддерживать его постоянным.

12. Продолжать циркуляцию, пока утяжеленный буровой раствор не появится на устье.

Если во время глушения что-либо будет сделано не так, как требуется, выключить насосы, закрыть скважину и оценить ситуацию.

До увеличения плотности бурового раствора или после того, как утяжеленный буровой раствор пройдет через долото, поступать следующим образом:

- поддерживать постоянным давление на дросселе во время перевода насоса на требуемый режим;
- затем сохранять постоянным давление в бурильных трубах при необходимой подаче насоса.

Если утяжеленный буровой раствор еще не достиг долота, поддерживать давление в обсадной колонне при том же постоянном значении, которое было до изменения расхода.

Открытие превенторов.

При закрытии заглушенной скважины давления в бурильных трубах и на дросселе равны нулю.

Если имеется давление на дросселе, а в бурильных трубах давление равно нулю, значит, в затрубном пространстве все еще есть пластовые флюиды. В этих условиях требуется восстановить циркуляцию и вымыть пластовые флюиды из затрубного пространства при поддержании постоянного давления в бурильных трубах. Не следует повышать плотность бурового раствора.

Существование давления в бурильных трубах означает, что плотность утяжеленного бурового раствора недостаточна и скважина не заглушена. Необходимо принять соответствующие меры по глушению.

Если скважина заглушена, то требуется проверить отсутствие течения через дроссель, отвести людей от устья и открыть превенторы.

Ниже представлена диаграмма давлений на устье в трубах и затрубном пространстве при глушении скважины методом бурильщика.

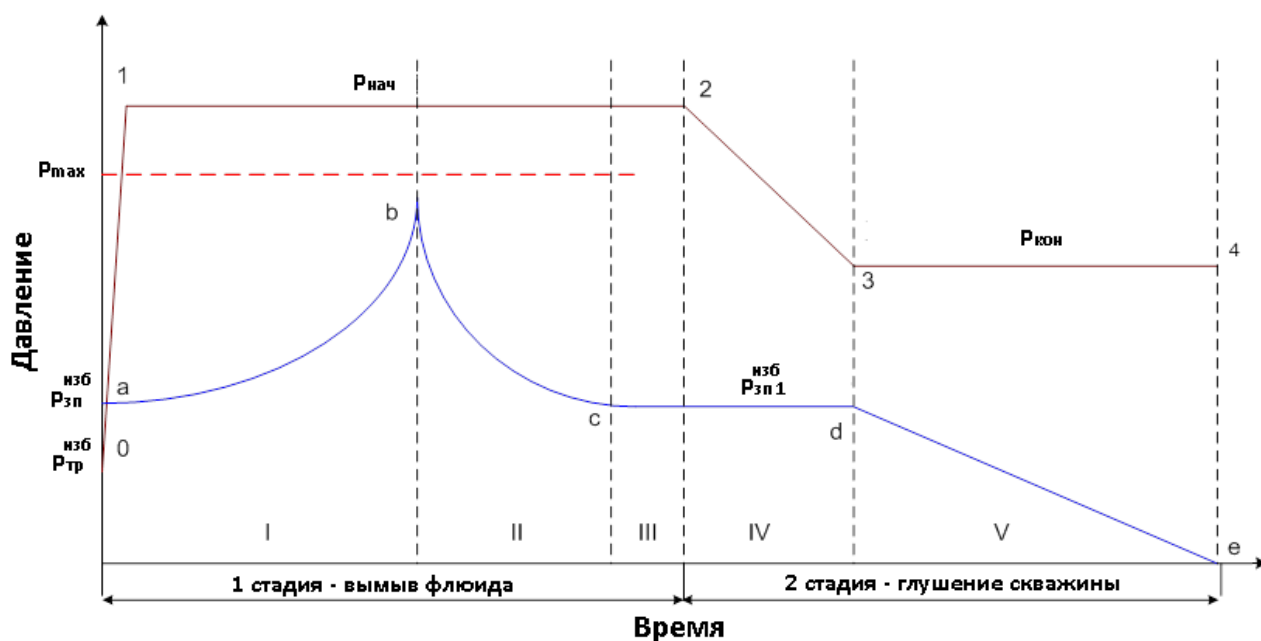


Рисунок 4 – Диаграмма давлений на устье в бурильных трубах (0 – 4) и кольцевом пространстве (а – е) при глушении скважины двухстадийным методом («метод Бурильщика»)

I – газовая пачка поднимается к устью; II – удаление пачки газа из скважины;
 III – период циркуляции жидкости до начала замены ее на жидкость глушения;
 IV – заполнение бурильных труб жидкостью глушения; V – заполнение кольцевого пространства жидкостью глушения

5.2 Метод ожидания и утяжеления

Нельзя забывать, что давление циркуляции в бурильных трубах должно определяться во время бурения заранее, еще до развития проявления, и при расходе, который будет поддерживаться в процессе глушения. Рекомендуется следующее.

1. Закрыть устье скважины.
2. Дождаться стабилизации давления в бурильных трубах.
3. Считать и записать:
 - давление в бурильных трубах при закрытом устье скважины;
 - давление в обсадной колонне при закрытом устье скважины;
 - увеличение объема бурового раствора в емкости;
 - плотность бурового раствора.
4. Рассчитать:
 - увеличение плотности бурового раствора (от исходной до необходимой для глушения);
 - начальное давление циркуляции по давлению в бурильных трубах при закрытом устье скважины и потерям давления на трение при расходе во время глушения;
 - конечное давление циркуляции;
 - число двойных ходов насоса или время, необходимое для заполнения колонны до долота;
 - давление в бурильных трубах во время заполнения колонны утяжеленным буровым раствором.

Формулы расчета аналогичны приведенным в описании метода бурильщика.

5. Контролировать давление в бурильных трубах во время утяжеления бурового раствора в емкостях до требуемой для глушения плотности. Если давление в бурильных трубах начинает расти от некоторого стабильного значения, то, вероятнее всего, происходит подъем газовой пачки. Когда это

происходит, поддерживать давление в бурильных трубах постоянным снижением давления в обсадной колонне через дроссель.

6. Частично открыть дроссель. Отрегулировать режим работы насоса для обеспечения расхода, необходимого при глушении, одновременно поддерживать постоянным давление в обсадной колонне с помощью регулируемого дросселя. После стабилизации расхода и давления считать и записать давление в бурильных трубах.

7. Если давление циркуляции в бурильных трубах приближенно не равно сумме начального давления в бурильных трубах при закрытом устье скважины и измеренных потерь давления на трение при расходе во время глушения, значит, что-то изменилось в системе циркуляции. Если давление циркуляции выше расчетного значения, принять и использовать это значение. Пересчитать конечное давление циркуляции, если разница значительна. Если имеются сомнения, закрыть устье скважины и оценить ситуацию.

8. Регулировать давление в бурильных трубах дросселем в соответствии с графиком или табличными значениями, пока утяжеленный буровой раствор не достигнет долота.

9. Продолжать вымыв флюида, поддерживая постоянным давление в бурильных трубах и скорость закачки. Непрерывно контролировать плотность закачиваемого бурового раствора. Если плотность бурового раствора в приемной емкости падает ниже требуемого значения, выключить насосы, закрыть устье скважины и утяжелить раствор. Затем восстановить циркуляцию.

10. Продолжать циркуляцию, пока утяжеленный буровой раствор не достигнет устья.

Если во время глушения что-либо будет сделано не так, как требуется, выключить насосы, закрыть скважину и оценить обстановку.

Если утяжеленный буровой раствор уже достиг долота, то циркуляция может быть восстановлена, для чего необходимо следующее:

- поддерживать постоянным давление на дросселе и перевести насос на режим, обеспечивающий требуемую подачу;

- при требуемой подаче насоса поддерживать давление в бурильных трубах постоянным.

Если утяжеленный буровой раствор еще не достиг долота, то должен соблюдаться следующий порядок работы:

1) считать показание счетчика числа двойных ходов насоса и на графике давления в бурильных трубах в зависимости от числа двойных ходов выбрать точку, которая оставит время для стабилизации давления после того, как стабилизируется подача насоса;

2) если изменения подачи насоса значительны, пересчитать «начальное» и конечное давления циркуляции и построить новый график давления в бурильных трубах;

3) приоткрыть дроссель и запустить насос. Перевести насос на режим, обеспечивающий необходимую для глушения подачу, одновременно поддерживать постоянным давление на дросселе. Затем отрегулировать дроссель так, чтобы число двойных ходов насоса и давление соответствовали выбранной на графике точке.

Ниже представлена диаграмма давлений на устье в трубах и затрубном пространстве при глушении скважины методом ожидания и утяжеления.

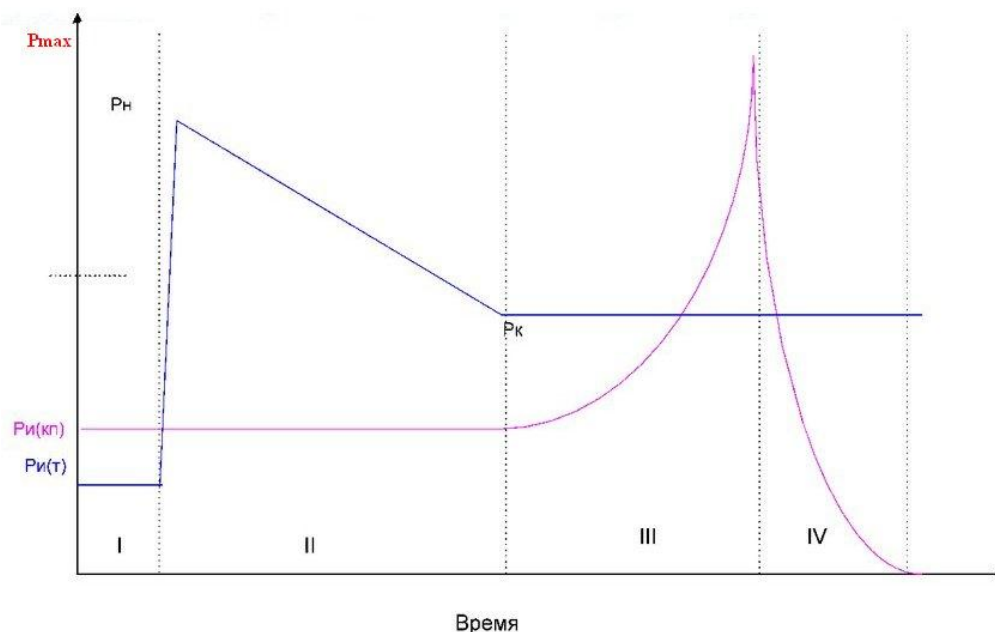


Рисунок 5 – Диаграмма давлений на устье при глушении методом ожидания и утяжеления

5.3 Непрерывный метод

Следует помнить, что давление циркуляции в бурильных трубах должно определяться при расходе, необходимом для глушения, во время бурения до возникновения какого-либо проявления.

1. Закрыть скважину.
2. Дождаться стабилизации давления в бурильных трубах.
3. Считать и записать:
 - давление в бурильных трубах при закрытом устье скважины;
 - давление в обсадной колонне при закрытом устье скважины;
 - увеличение объема бурового раствора в емкости;
 - плотность бурового раствора.

4. Приоткрыть дроссель и перевести насос на режим, обеспечивающий необходимую для глушения подачу, одновременно поддерживать постоянным давление в обсадной колонне. После стабилизации расхода и давления считать и записать давление в бурильных трубах.

5. Если давление циркуляции в бурильных трубах приближенно не равно сумме начального давления в бурильных трубах при закрытом устье скважины и измеренных потерь давления на трение при подаче во время глушения, значит, что-то изменилось в системе циркуляции. Если давление циркуляции выше расчетного значения, принять и использовать это значение. В сомнительных случаях закрыть скважину, временно прекратить увеличение плотности раствора и оценить ситуацию.

6. После создания циркуляции начать утяжеление бурового раствора. Записать число двойных ходов или время, необходимое для утяжеления бурового раствора в приемной емкости на каждые 12 или 24 кг/м³.

7. Рассчитать:

- требуемое увеличение плотности бурового раствора;
- начальное давление циркуляции с использованием предварительно замеренных потерь давления на трение при расходе во время глушения. (Если

установившееся начальное давление циркуляции значительно выше расчетного, построить новый график потерь давления на трение при расходе во время глушения);

- конечное давление циркуляции;
- время или число двойных ходов насоса, необходимое для заполнения колонны до долота;
- давление в бурильных трубах для каждого приращения плотности бурового раствора (по графику на рабочей форме);
- число двойных ходов или время, необходимое для того, чтобы при каждом увеличении плотности буровой раствор достиг долота (должно соответствовать текущим значениям графика на рабочей форме).

Формулы расчета аналогичны тем, что приведены в методе бурильщика.

8. Регулировать давление в бурильных трубах дросселем в соответствии с графиком, пока при каждом приращении плотности буровой раствор не достигнет долота.

9. Если скорость приготовления утяжеленного раствора недостаточна для достижения требуемой для глушения плотности за один цикл, то плотность подаваемого в скважину бурового раствора поддерживать на одном уровне до тех пор, пока этот раствор не появится на выходе из скважины. Затем снова начать увеличение плотности бурового раствора. Поддерживать давление в бурильных трубах в соответствии с графиком, пока утяжеленный буровой раствор не достигнет долота.

10. Когда буровой раствор с необходимой для глушения плотностью достигнет долота, при конечном давлении циркуляции поддерживать давление в бурильных трубах постоянным, пока этот раствор не появится на выходе из скважины.

11. Выключить насосы и закрыть скважину.

Если во время глушения что-либо будет сделано не так, как требуется, выключить насосы, закрыть устье скважины и оценить ситуацию.

Для восстановления циркуляции необходимо следующее:

- поддерживать давление на дросселе постоянным регулированием его открытия во время перевода насоса на нужный режим работы;

- затем сохранять давление в бурильных трубах неизменным при требуемой подаче насоса.

Если закачиваемый утяжеленный буровой раствор еще не достиг долота, а изменения давления циркуляции при данной плотности бурового раствора значительны, пересчитать начальное и конечное давления циркуляции и построить новый график давления в бурильных трубах.

Ниже представлена диаграмма давлений на устье в трубах и затрубном пространстве при глушении скважины непрерывным методом.

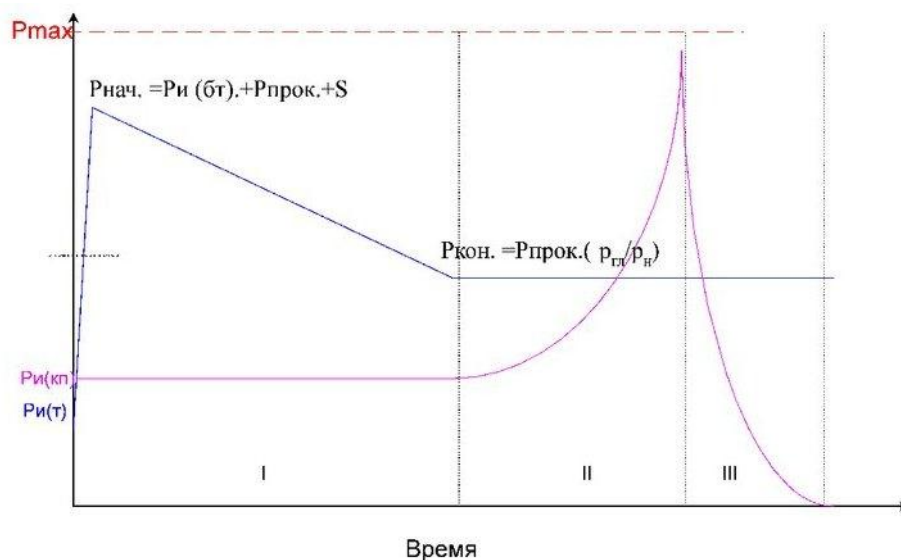


Рисунок 6 – Диаграмма давлений на устье при глушении непрерывным методом. I – заполнение бурильных труб жидкостью глушения; II, III – вымывание газа и заполнение кольцевого пространства скважины жидкостью глушения.

6 Некоторые методы глушения скважины в осложненных условиях

Борьба с выбросами путем использования диверторов.

Когда обсадная колонна опущена на небольшую глубину, закрытие скважины может привести к гидроразрыву пород до поверхности. При этом будет полностью потерян контроль условий в скважине и возникнут многочисленные осложнения (в том числе образуется кратер и буровая установка провалится), если не допустить фонтанирования скважины через обсадную колонну, а продукцию не отводить в сторону через дивертор. С подобной проблемой чаще сталкиваются, когда встречаются неглубоко залегающие газоносные пласты. Выходящий поток отводится в сторону через дивертор, возможны три ситуации: скважина будет фонтанировать, пока пласт не истощится, произойдет ее закупорка или скважина будет взята под контроль увеличением гидростатического давления в ее стволе.

При проявлениях из неглубоко залегающих газоносных пластов необходимы немедленные меры. Сбросовые диверторные линии должны быть открыты, а сам дивертор закрыт. Необходимо использовать оба насоса для быстрой закачки в скважину как можно большего объема бурового раствора. Задействованные емкости, когда опустеют, должны заполняться водой, чтобы продолжать закачку после использования всего имеющегося бурового раствора. В процессе приготовления утяжеленного раствора закачка должна продолжаться. При большом объеме выходящего газа происходит значительное разжижение раствора. В большинстве случаев рассчитать гидростатическое давление невозможно. Основным принципом действий является взятие скважины под контроль, для чего требуется увеличить гидростатическое давление в затрубном пространстве до значения, которое выше пластового.

Следующий вопрос касается взвешенного в растворе барита. Время отстаивания раствора с образованием баритного тампона в условиях течения на забое точному прогнозу не поддается. Преимущества тампона в противовес

гомогенному раствору сомнительны, поскольку для оседания тампона необходимо, чтобы гидростатическое давление взвешенного баритного раствора было выше, чем давление в скважине. Преждевременное образование баритного тампона может привести к закупорке долота и бурильных труб и, следовательно, к потере скважины. Загущенный баритом раствор не должен образовывать пробку вокруг долота, чтобы в будущем его можно было поднять из скважины. Из-за высокой плотности бурового раствора как гомогенная система, так и баритный тампон повышают вероятность прихвата инструмента под воздействием перепада давления при вскрытии песчаных пластов низкого давления и гидроразрыва слабосцементированных пластов, но благодаря низкой скорости фильтрации раствор так себя вести не будет. Если необходим прочный тампон, то после глушения скважины необходимо закачать цемент.

Для ликвидации выброса газа с небольших глубин, когда скважину закрывать нельзя, рекомендуются следующие повторные действия.

1. Создать близ скважины значительный запас барита (несколько сотен тонн).
2. По возможности залить в емкости пресную воду. Добавить химические реагенты с учетом результатов пилотных испытаний по приготовлению утяжеленного раствора.
3. Для приготовления и закачки раствора может быть использован цементируемый агрегат. Приготовить пробные порции раствора. Взять пробы и убедиться, что оборудование и персонал в состоянии готовить гомогенный раствор постоянной плотности и закачивать его при максимальном расходе.
4. Приготовить и закачать раствор при максимальном расходе.
5. После того как скважина заглушена, заполнить затрубное пространство буровым раствором низкой плотности или водой и убедиться в полном отсутствии притока.

Если приток в скважину полностью не ликвидирован, то необходимо дополнительно закачать буровой раствор. Объем и плотность закачиваемого бурового раствора зависят от вместимости скважины и темпа притока в нее.

Если приток прекратился, то возможность извлечения бурильных труб будет зависеть от конкретной обстановки. Иногда сталкивались с прихватом труб. В некоторых случаях при извлечении труб после создания тампона происходило свабирование скважины и приток возобновлялся, в то время как в других случаях извлечение труб никакими осложнениями не сопровождалось.

Метод поддержания пониженного давления на дросселе.

Методом предусматриваются процессы ликвидации проявлений, которые реализуются при меньшем давлении на дросселе, чем необходимо для предотвращения притока пластовых флюидов. Операции изменяются в зависимости от конкретных условий и логически должны быть названы методами поддержания низкого давления на дросселе.

Когда во время вымыва флюида при постоянном давлении на забое давление на дросселе начинает расти, появляется естественное чувство, что низкие давления могут быть безопаснее и незнакомые с делом бурильщики иногда произвольно снижают давление на дросселе, тем самым допуская приток пластовых флюидов и создавая серьезные затруднения. В высокопроницаемых породах попытка ликвидировать проявление поддержанием пониженного давления на дросселе представляется сомнительной операцией, которая может быстро привести к неуправляемой ситуации. Следовательно, этот процесс при разбуривании высокопроницаемых пород должен осуществляться только в случае крайней необходимости.

Метод поддержания низкого давления на дросселе используется в следующих случаях.

1. Когда проявление происходит после СПО при несбалансированном бурении в плотных породах. Обычно такое бурение осуществляется на некоторых площадях с целью увеличения скорости проходки.

2. Чтобы избежать загрязнения породы в известных плотных трещиноватых пластах.

3. Когда давление в обсадной колонне угрожает превысить предельно допустимое значение.

4. Когда во время начального закрытия скважины может быть превышено давление разрыва породы ниже кондуктора, который спущен на слишком небольшую глубину, чтобы избежать развития трещин до поверхности.

Последние два случая обусловлены плохой конструкцией скважины, и их следует избегать.

Снижение давления на дросселе ниже требуемого для поддержания стабилизирующего давления в бурильных трубах приводит к снижению забойного давления и непрерывному притоку пластовых флюидов в скважину. Если даже давление в бурильных трубах не используется для поддержания постоянным забойного давления на уровне, предотвращающем поступление пластовых флюидов, то при поддержании низкого давления на дросселе целесообразно контролировать давление в бурильных трубах.

Какой бы расход бурового раствора при циркуляции ни использовался, его можно рассматривать как необходимый для глушения и ему соответствуют определенные потери давления на трение. Это могут быть измеренные потери давления на трение при расходе, обеспечивающем глушение, нормальное давление циркуляции или новое значение потерь давления на трение, соответствующее новому расходу при глушении скважины.

Новое значение потерь давления на трение, соответствующее расходу во время глушения, может быть получено с помощью любой графической зависимости давления циркуляции от расхода.

Данный метод получил распространение скорее в зарубежной практике, в частности при разбуривании плотных пород в Делаверском бассейне на западе Техаса. Там, при бурении на несбалансированном пластовом давлении во время СПО, обычно случаются проявления. Обычная практика ликвидации проявления в этих разрезах заключается в поддержании давления на дросселе примерно 2,1 МПа в процессе бурения с использованием вращающегося превентора. Чаще всего плотность бурового раствора не увеличивается во время вымыва поступившего при СПО газа, и в конечном счете при

дальнейшем бурении развивается стационарное течение газа с низким расходом. Бурение в несбалансированных условиях требует применения вращающихся превенторов и сепараторов достаточного объема. Плотность бурового раствора увеличивают, когда расход газа становится чрезмерным во время бурения или после СПО. Неполадки в бурении или быстрое увеличение уровня раствора в емкостях интерпретируется как проявление из высокопроницаемого пласта, и бороться с ним необходимо герметизацией устья и использованием метода уравнированного забойного давления.

Когда разбуриваются естественно трещиноватые плотные продуктивные пласты, поглощение часто рассматривается как серьезное осложнение, приводящее к снижению продуктивности скважины. Значительные притоки углеводородов в таких скважинах возможны только после их заканчивания и осуществления гидроразрыва пласта. В этих условиях, типичных для бурения скважин на меловые отложения «остин» в Центральном Техасе, практикуется бурение с поддержанием забойного давления, почти равным или немного ниже пластового, для уменьшения вероятности поглощения.

Наиболее важный довод в пользу метода поддержания низкого давления на дросселе при разбуривании плотных пород – ограниченность потенциальных притоков из таких пластов. Поэтому не нужно использовать тщательно разработанную процедуру поддержания постоянного забойного давления, как это делается при вскрытии высокопроницаемых пластов.

На площадях, где ожидаются проявления из высокопроницаемых пород, снижение давления на дросселе может привести к притоку в скважину больших объемов пластовых флюидов. Такое проявление может легко перейти в выброс, поэтому, за исключением случаев крайней необходимости, снижение давления на дросселе допускать нельзя.

Низкое давление на дросселе может потребоваться, когда давление в скважине приближается к предельному для устьевого оборудования или обсадных колонн. Этого можно избежать при правильном выборе конструкции скважины. Если оборудование имеет настолько малый запас прочности, что во

время вымыва пластовых флюидов возможно превышение предельно допустимого давления, то необходимо рассмотреть вопрос о задавливании этих флюидов обратно в пласт.

Глушение с устья и задавливание в пласт.

Встречаются обстоятельства, при которых для борьбы с выбросом буровой раствор закачивают в скважину непосредственно с устья.

Когда газ достигает поверхности, давление может быть уменьшено путем чередующейся закачки бурового раствора и выпуска газа. Этот метод известен как глушение с устья.

Иногда для ликвидации проявления осуществляют непрерывную закачку в скважину с устья, и метод известен как задавливание флюидов обратно в пласт.

Процесс глушения с устья может быть необходим, когда газ находится у устья, а труб в скважине нет, через бурильную колонну циркуляция производиться не может или в скважине находится лишь несколько труб. В последнем случае буровой раствор должен закачиваться в бурильные трубы, а не в затрубное пространство.

При глушении с устья необходимо точно измерять затрубное давление и объем закачиваемого бурового раствора. Операции по глушению обычно базируются на заданном снижении давления в обсадной колонне (например, 0,7 МПа). Объем закачиваемого бурового раствора для обеспечения гидростатического давления в скважине, соответствующего желаемому снижению давления:

$$V = 10^5 C_3 \Delta P / \rho,$$

где V – закачиваемый объем, м^3 ; ΔP – требуемое снижение давления, МПа; C_3 – вместимость затрубного пространства, $\text{м}^3/\text{м}$; ρ – плотность используемого бурового раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Закачивают расчетный объем бурового раствора и позволяют ему опускаться вниз, через дроссель выпускают только сухой газ.

Важно выпускать газ, а не пары бурового раствора. Во время и после закачки обычно наблюдается заметное увеличение давления. Выпуск газа продолжается, пока не будет компенсировано увеличение и обеспечено требуемое снижение давления.

Этот процесс глушения может быть использован лишь теоретически, причем заполнение ствола скважины буровым раствором – весьма трудоемкая операция. Прежде чем газ и буровой раствор полностью разделятся и появится возможность выпуска газа, могут потребоваться длительные периоды ожидания. Поэтому процесс обычно ограничивается снижением давления до уровня, при котором можно безопасно спускать трубы в скважину под давлением.

Задавливание газа в пласт путем закачки бурового раствора может производиться вне зависимости от места нахождения газа в скважине. Межпластовые перетоки обычно возникают при наличии длинного необсаженного участка ствола. При недостаточно прочном или негерметизированном устьевом оборудовании может появиться необходимость в спасении скважины. При поступлении в скважину сероводорода его иногда задавливают обратно в пласт. К этому методу глушения скважины можно прибегнуть и в том случае, когда ожидается, что при ликвидации газопроявления методами поддержания постоянного забойного давления в обсадной колонне развивается давление, превышающее предельное для устьевого оборудования.

При межпластовых перетоках в затрубное пространство можно закачать буровой раствор достаточной плотности, чтобы получить нулевое давление в обсадной колонне. Это не обеспечивает глушения скважины, но позволяет снизить давление, чтобы можно было проводить другие операции, например спуск труб через герметизированное устье. Столб бурового раствора имеет тенденцию «плавать» на флюиде перетока; иногда разделение по плотности вызывает рост давления, который проявляется быстрее, если пластовым флюидом является газ, а не нефть или минерализованная вода.

7 Разработанная методика глушения скважины в осложненных условиях на месторождении ЯНАО

При возникновении ГНВП на этапе испытания разведочных и поисково-оценочных скважин есть ряд особенностей, осложняющих глушение скважины: отсутствие ПУГ (превентор универсальный гидравлический), недостаточное количество утяжелителя (связанное, как правило, со сложностью поставки на автономный объект), гидратообразование при поступлении флюида в ствол скважины.

В данном разделе представлена методика проведения сложных аварийных работ в проявляющей скважине на примере разведочной скважины месторождения ЯНАО, разработанная силами технологического отдела Томского Филиала АО «ССК» (в т.ч. автором).

Скважина трехколонной конструкции закончена цементируемым хвостовиком. Установленный по результатам геофизических исследований коэффициент аномальности продуктивного пласта БУ₂₂ – 1,6. По факту значение коэффициента аномальности составляло 1,8, что и послужило причиной аварийной ситуации.

Ниже представлена краткая хронология событий.

Во время испытания объекта БУ₂₂ проводились работы по перфорации пласта. Через три часа с момента начала перфорации, на устье зафиксирован перелив интенсивностью 2,4 м³/ч. После извлечения перфораторов устье скважины было загерметизировано, выполнен спуск в скважину противofонтанного лифта НКВ-73 с переливом через ПВО. При положении инструмента 816м интенсивность перелива увеличилась, отмечено интенсивное пенообразование, спуск остановлен, устье загерметизировано. Проведенная промывка с целью дегазации раствора к положительному результату не привела, как следствие, облегчен аварийный запас раствора.

В связи с отсутствием на объекте требуемого количества барита утяжеление бурового раствора затянулось на трое суток. Попытка перевода на утяжеленный буровой раствор спустя трое суток к успеху не привела –

получена гидратная пробка в трубном пространстве. Образование гидратной пробки произошло по следующим причинам: адиабатическое расширения газа при подъеме от пласта к устью и, как следствие, его охлаждение, влияние зоны вечной мерзлоты. Как результат, потеря подвижности НКВ-73.

Далее производились попытки растепления скважины закачкой горячего солевого раствора (отмечены признаки гидратообразования в затрубном пространстве) через НКТ-48 со смонтированным на устье КОПС (Комплект Оборудования для Промывки Скважин, предназначен для спуска труб под давлением и герметизации устья при размыве гидратных и парафино-гидратных отложений в насосно-компрессорных трубах различными неагрессивными жидкостями), в результате чего гидраты в трубном пространстве удалось ликвидировать. Произведена попытка глушения скважины утяжеленным буровым раствором, получено гидратообразование в затрубном пространстве между НКТ-48 и НКВ-73. Закачки горячего солевого раствора к положительному результату не привели. В результате, получена потеря подвижности НКТ-48.

Выполнены работы по растеплению межтрубного (НКТ-48/НКВ-73) пространства скважины с помощью греющего тэна на геофизическом кабеле, не давшие положительный результат. Принято решение об отстреле НКТ-48 и НКВ-73. Произведен отстрел НКТ-48 на глубине 790м и НКВ-73 на глубине 770м. После демонтажа КОПС на устье был смонтирован ПУГ.

Условная схема подземного оборудования представлена на рисунке 7. В скважине оставлено: воронка (0,12м), 4 шт НКВ-73 (40,4м), торпедированная часть НКВ-73 (9м); внутри НКВ-73 осталось: перо (0,5м), обратный клапан (0,1м), 4 шт НКТ-48 (40,28м), торпедированная часть НКТ-48 (1,5м).

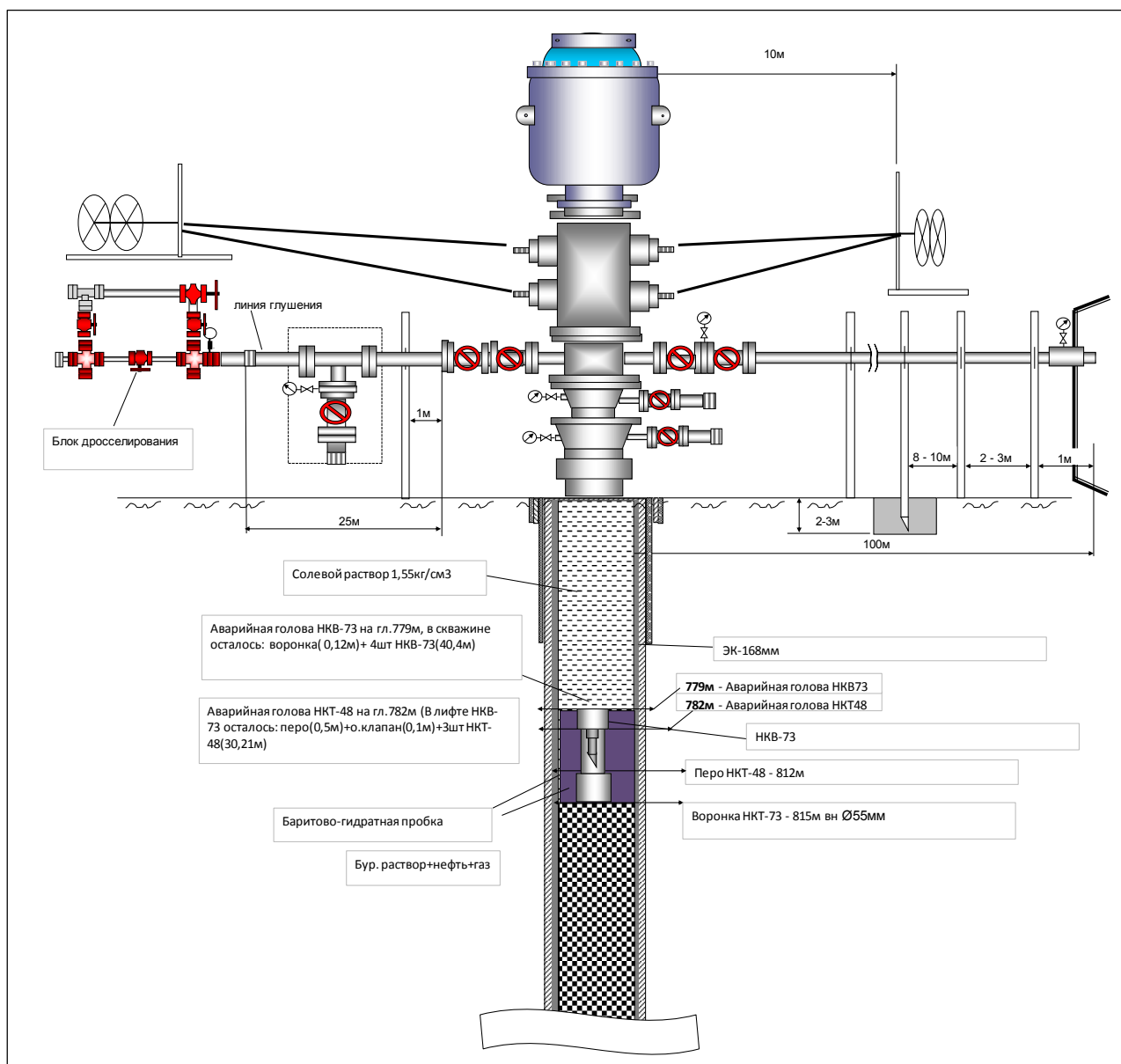


Рисунок 7 – Схема устьевого и подземного оборудования

В дальнейшем требовалось проведение аварийных работ при проявляющей скважине и невозможности ее глушения (нет доступа в скважину ниже 815м).

Для решения данной проблемы и успешного проведения аварийных работ была разработана методика, алгоритм которой изложен ниже.

1. Осуществить спуск КНБК (кольцевой фрез либо зубчатая муфта, КОШ (клапан обратный шаровый), СБТ-89 – остальное), до глубины обуривания с периодической прокачкой солевого раствора.

2. Произвести обуривание 40 см, осуществить подрыв на длину квадрата, чтобы труба была в ПУГ, и остановить циркуляцию. Если нет перелива, произвести спуск и обуривание следующих 40 см.

3. При получении провала (либо увеличения скорости обуривания) производится подъем до входа СБТ-89 в ПУГ (муфта 1,2 м над столом ротора).

4. Закрытие ПУГ, ППГ (отвод затрубного пространства открыт).

5. В случае перелива, герметизируется отвод затрубного пространства.

6. Если рост давления интенсивный ($\Delta P=15$ атм за 30 мин), то производится накопление давление до 120 атм.

7. При достижении давления 120 атм (происходит оттеснение жидкости газовой пачкой) производится резкое стравливание. Стравливание до ноля, либо до появления жидкости.

8. Открывается ППГ, отвод затрубного пространства в открытом состоянии. Теоретически давление после резкого стравливания должно быть не более 40 атм (может быть меньше), и идти движение газа с жидкостью.

9. Наворачивается СБТ-89, стравливается давление в гидросистеме ПУГ и начинается спуск. Возможно неразжатие уплотняющего элемента ПУГ, в этом случае производится поддавливание муфтой СБТ-89 для открытия ПУГ. Таким образом, продолжается спуск.

Действия при невозможности стравить избыточное давление.

1. Осуществляется стравливание $P_{изб}$ после получения провала. Давление полностью не падает (например, со 120 до 80-70 атм). Идет газ и жидкость, давление держится 70-80 атм.

2. После того, как скважина начинает разрабатываться по затрубному пространству, снова закрывается отвод затрубного пространства.

3. Ожидание восстановления давления.

4. После стабилизации давления резко стравливается $P_{изб}$.

5. Производится промывка соевым раствором с противодавлением. Рекомендовано прокачать два объема скважины.

6. Останавливается промывка, определяется приемистость при давлении около 300 атм.

7. При отсутствии приемистости 3-4 раза повторяются следующие операции:

- I. Закрытие трубных плашек;
- II. Накопление $P_{изб}$;
- III. Резкое стравливание;
- IV. Промывка с противодавлением.

8. При уменьшении $P_{изб} \leq 100$ атм начинается спуск КНБК под давлением.

Порядок спуска КНБК под давлением.

1. Открывается ППГ при открытом затрубном пространстве (идет газ с жидкостью).

2. Спускается СБТ-89, производится давление муфтой на уплотняющий элемент ПУГ для его разжима.

3. Если не произойдет прорыв газожидкостной смеси через ПУГ вверх, то спуск продолжается.

4. В случае прорыва, 3-4 раза повторяются следующие операции:

- I. Определение приемистости при давлении около 300 атм;
- II. Закрытие КВД (кран высокого давления);
- III. Резкое стравливание $P_{изб}$;
- IV. Промывка с противодавлением.

5. После продолжить спуск под давлением.

Таким способом было осуществлено обустройство гидратной пробки и дальнейшие ловильные работы по извлечению НКВ-73 и НКТ-48. Данная методика работы в скважине применима при невозможности заглушить скважину традиционными способами не только в описываемой, достаточно редкой ситуации, но и в случае, например, отсутствия на объекте барита, что достаточно часто бывает на автономных объектах в период испытаний.

Рассмотрим более подробно требования к спуску труб через герметизированное устье.

Для спуска труб через герметизированное устье скважины перехватом, между превенторами должно иметься пространство для повышения и снижения в нем давления, а также для размещения бурильного замка. Это пространство между превенторами необходимо также для пропуска бурильного замка с предохранительным клапаном и с обратным клапаном, предназначенным для начала работ.

Для точного регулирования и измерения объема бурового раствора, выпускаемого из затрубного пространства или закачиваемого в него, следует использовать мерную емкость и ручной регулируемый дроссель.

Не использовать нижний плащечный превентор для спуска труб через герметизированное устье. Сохранить его на аварийный случай. Благодаря этому допускается возможность подсоединения другого превентора или установки трубных плашек нужного размера в имеющемся превенторе.

Регистрировать давление в обсадной колонне, а также объемы выпускаемого и закачиваемого бурового раствора во время спуска труб через герметизированное устье.

Поддерживать бурильные трубы заполненными.

Ниже описаны особенности спуска труб через закрытый универсальный превентор.

Закрывать клапан и закрыть скважину с помощью универсального превентора. Считать и записать давление в обсадной колонне. КОШЗ открывают до спуска труб в скважину через герметизированное устье. Это предотвращает обратное течение и в то же время допускает нормальную циркуляцию.

Уменьшать давление в системе управления универсальным превентором. Не использовать с этой целью гидравлическую систему для открытия превентора.

Спустить трубы в скважину через герметизированное устье. Пропускать бурильные замки через уплотнение универсального превентора с минимальной скоростью. По мере повышения давления в скважине выпускать требуемые объемы бурового раствора в мерную емкость. Использовать дроссель с ручной регулировкой.

Во время спуска труб в скважину через герметизированное устье миграция газа вызывает дополнительное увеличение давления в обсадной колонне. Провести необходимые расчеты. Объем выпускаемого бурового раствора должен определяться замещаемым объемом труб и объемом, необходимым для расширения газовой пачки.

Подъем труб через закрытый универсальный превентор.

Обычно трубы не должны извлекаться под давлением. Однако в некоторых случаях (например, когда при использовании подводных колонных головок операции по глушению должны быть отложены из-за неблагоприятных погодных условий) это может оказаться необходимым. Иногда бурильную колонну приподнимают, чтобы поместить долото в обсадной колонне и избежать прихвата труб, но так делать не рекомендуется. При извлечении труб под давлением через закрытый превентор предлагается следующая последовательность операций.

Если расстояние, на которое поднимают трубы под давлением, сравнительно небольшое (менее 80 свечей), а давление не превышает 5,6 МПа, заполнить бурильную колонну утяжеленным буровым раствором, необходимым для глушения скважины, затем залить в колонну 5-8 м³ бурового раствора, плотность которого на 180 кг/м³ больше. Этот раствор должен циркулировать при постоянном забойном давлении. По мере подъема труб уровень бурового раствора в бурильной колонне будет снижаться, поэтому долива раствора в затрубное пространство не требуется. Контролировать затрубное давление и, если оно упадет ниже первоначального значения, следует закачать в скважину буровой раствор. Эта операция не может быть распространена на все трубы, извлекаемые из скважины.

При осложнении, требующем извлечения труб из скважины, установить залавливаемый обратный клапан или спускаемую на тросе мостовую пробку.

Контролировать давление в скважине. Рассчитать выталкивающую силу, действующую на поперечное сечение труб. Немедленно заказать установку для принудительного спуска труб под давлением и дополнительные превенторы, если ожидается их использование.

Смонтировать точно градуированную мерную емкость для буровых флюидов и подсоединить насос высокого давления малой подачи к линии глушения.

Настроить регулятор давления в системе управления универсальным превентором. Не использовать с этой целью гидравлическую систему для открытия превентора.

Открыть задвижки на линии глушения и создать насосом избыточное давление примерно 0,7 МПа. Это дополнительно предотвращает удаление пластовых флюидов в промежутках между доливками скважины. Поддерживать избыточное давление примерно 0,7 МПа.

Извлечь трубы под давлением через уплотнение превентора. Медленно (0,5 м/с) перемещать бурильные замки через уплотнение превентора, периодически доливать в скважину требуемый объем бурового раствора. Не допускать, чтобы давление в обсадной колонне падало ниже значения, которое было перед подъемом труб. Как руководство в определении необходимого объема долива следует пользоваться заранее заполняемыми бланками долива при СПО. Необходимый объем долива определяют суммированием расчетной вместимости труб и расчетного объема долива во время «нормального» спуска-подъема, т. е. замещаемого объема и вместимости бурильных труб.

Спуск труб через герметизированное устье перехватом между плашечными превенторами.

Когда случается проявление, немедленно установить полнопроходный открытый предохранительный клапан в бурильных трубах.

Закрывать клапан и закрыть скважину с помощью универсального превентора. Считать и записать давление в обсадной колонне. Обратный клапан (внутренний превентор) устанавливают над предохранительным клапаном и последний открывают до спуска труб в скважину через герметизированное устье. Этим предотвращается обратное течение и в то же время допускается нормальная циркуляция. Клапанное устройство может потребовать применения универсального превентора или дополнительного плашечного превентора для его спуска в скважину.

Снизить давление закрытия верхних плашек до минимального, при котором обеспечивается герметичность (обычно 0,7-3,5 МПа). Пониженное давление закрытия снижает износ уплотнения. Начать медленно (примерно 0,3 м/с) спускать трубы через верхние трубные плашки.

Продолжать спуск труб, пока бурильный замок не окажется около верхних плашек. Использовать дроссель с ручной регулировкой и дроссельную линию для выпуска объема бурового раствора, равного вместимости и замещаемому объему труб.

Закрывать нижние плашки и через дроссель сбросить давление между двумя плашечными превенторами.

Открыть верхний плашечный превентор.

Методики принудительного и самопроизвольного (под действием собственного веса) спуска труб через закрытые плашечные превенторы аналогичны, если не считать того, что трубы с усилием задавливаются в скважину.

В скважинах с высоким давлением могут использоваться трубы малого диаметра, чтобы снизить усилия, необходимые для их задавливания в ствол скважины.

8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

8.1 Структура и организационные формы работы Красноярского филиала АО «ССК»

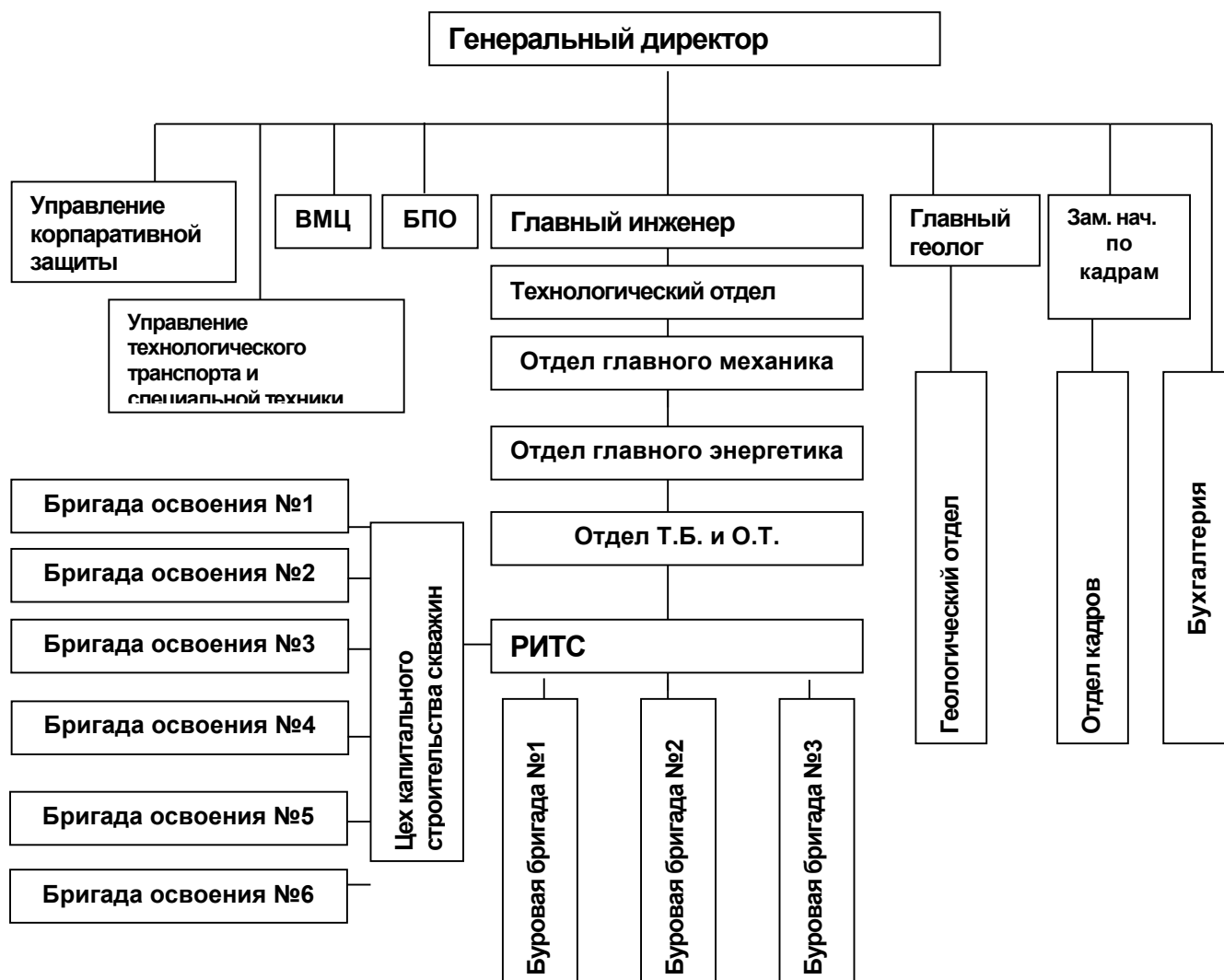


Рисунок 1 – Структура КФ АО «ССК»

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

8.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно-заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час,} \quad (4.1)$$

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по

каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$N_{сп} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (4.2)$$

$$N_{под} = \frac{N_{сп} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4.3)$$

$$T_{сп} = \frac{(N_{сп} \cdot T_{1св})}{60час}, \quad (4.4)$$

$$T_{под} = \frac{(N_{под} \cdot T_{1св})}{60час} \quad (4.5)$$

где $N_{сп}$, $N_{под}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{сп}$, $T_{под}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

$T_{1св}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Время бурения скважины глубиной 2936 метров (по стволу) составляет 134 часов (механического бурения), время СПО составит 12,8 часов.

Время на испытание скважины всего составляет 13,9 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 25,3 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (4.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

$$V_M = \frac{2936}{134} = 21,9 \text{ м/час}.$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = A / (t_M + t_{спо}) \text{ м/час}, \quad (4.7)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

$$V_p = 2936 / (134 + 12,8) = 19,9 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_k = (H \cdot 720) / T_k \text{ м/ст.мес,} \quad (4.8)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

$$V_k = (2936 \cdot 720) / 607 = 3482 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{CP}} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (4.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{\text{CP}} = 2936 / 4 = 734 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта, представленная в таблице Г.1 приложения Г.

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Линейно-календарный график представлен в таблице 37.

Таблица 37 - Линейно-календарный график

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участв. в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

8.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Расчет сметной стоимости сооружения скважины приведен в таблице 38.

Таблица 38 - Сметная стоимость скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, тыс. руб.
		Ед. изм.	Количество		
1	ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ				
	А. Собственно геологоразведочные				
	- проектно-сметные работы				3348,8
	- буровые работы	м	2936		190721,8
	Итого полевых работ: Σ_1				194070,77
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	2328,8
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	2911,06
	Итого основных расходов: Σ_2				199310,68
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	39862,16
	- строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ_2	25910,4
	Итого себестоимость проекта: Σ_3				265083,15
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	27903,59
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_3	29896,6
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	1552,6
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_2	5979,3
	- доплаты	%	8	от Σ_2	15944,8
	- охрана природы	%	5	от Σ_2	9965,59
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	26508,35
ИТОГО сметная стоимость		325033,6			
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)		383539,7			

9 Социальная ответственность

Введение

В данной работе рассмотрена проблема предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений. В работе рассмотрены причины возникновения ГНВП, свойства пластовых флюидов, изложены принципы и методы ликвидации ГНВП. Рассмотрены методы глушения скважин при ГНВП. Особое внимание уделено работе с ГНВП в осложненных горно-геологических условиях.

Результатом данной работы является формирование сводных инженерных и организационных мероприятий по профилактике, предупреждению и ликвидации ГНВП в сложных горно-геологических условиях, применительно к газовым и газоконденсатным месторождениям Крайнего Севера (Ямал, Арктика).

Социальная ответственность – это ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение.

В данном разделе проанализирована роль социальной ответственности в области бурения нефтяных и газовых скважин, а именно в части предупреждения и ликвидации ГНВП. Рассмотрены опасные и вредные производственные факторы, приведены способы защиты для минимизации воздействия данных факторов. Изучены вопросы экологической безопасности при бурении скважин и ликвидации ГНВП.

Следует подчеркнуть, что ликвидация ГНВП, особенно открытых фонтанов, сама по себе является чрезвычайной ситуацией, классифицируемой как авария на объекте работ, потому особое внимание уделено как превентивным мерам, так и непосредственным действиям буровой бригады при ликвидации данной аварии.

Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при бурении скважины и ликвидации ГНВП.

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются по природе действия на следующие группы: физические, химические, биологические, психофизиологические.

Следует отметить, что степень травмоопасности в бурении скважин является одной из самых высоких в нефтяной и газовой промышленности, что связано как со значительной сложностью и трудоемкостью работ, так и с наличием ряда вредных и опасных факторов на рабочем месте.

Вредные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют:

- на факторы, приводящие к хроническим заболеваниям, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания, за счет длительного относительно низкоинтенсивного воздействия;

- факторы, приводящие к острым заболеваниям (отравлениям, поражениям) или травмам за счет кратковременного (одиночного и/или практически мгновенного) относительно высокоинтенсивного воздействия.

Опасные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют:

- на факторы, приводящие к смертельным травмам (летальному исходу, смерти);

- факторы, приводящие к не смертельным травмам.

При этом, один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, а потому логическая граница между ними условна.

Подробно данные факторы рассмотрены в таблице 1.

Таблица 1 – Вредные и опасные факторы, характерные для бурения скважин на суше, в том числе при ликвидации ГНВП

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Различные виды работ на буровых установках: работа в насосном блоке; в блоке очистки раствора от шлама; работа на столе ротора при выполнении СПО; работы на столе ротора при бурении; работы на столе ротора при спуске обсадных колонн; работа на площадке верхового при проведении СПО и спуске обсадных колонн.	<ol style="list-style-type: none"> Физические: <ol style="list-style-type: none"> повышенный уровень общей вибрации; повышенный уровень шума; отсутствие или недостаток необходимого естественного/искусственного освещения. Химические: <ol style="list-style-type: none"> через органы дыхания (испарения углеводородов, бурового раствора); через кожные покровы (буровой раствор, хим. реагенты). Психофизиологические: <ol style="list-style-type: none"> физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса; нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса. 	<ol style="list-style-type: none"> Физические: <ol style="list-style-type: none"> падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего; падение работающего с высоты; струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним; движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. Химические: <ol style="list-style-type: none"> через органы дыхания (сероводород); через кожные покровы (кислоты, щелочи). 	<ol style="list-style-type: none"> ГОСТ 12.0.003-2015 [5] ГОСТ 12.1.003-2014 [1] ГОСТ 12.1.012-90 [4] Р 2.2.2006-05 [7] СанПиН 2.2.4.548-96 [8] СП 52.13330.2011 [9] ФНиП ПБ «ПБвНГП» [15]
Аварийная ситуация: ликвидация ГНВП.		<ol style="list-style-type: none"> Физические: <ol style="list-style-type: none"> движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу; ударные волны воздушной среды; факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой (возгорание). 	

Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования.

Повышенный уровень общей вибрации.

Источниками вибрации на буровой установке являются:

Во время бурения: вибросито (наибольший уровень вибрации), дизельные двигатели, буровые насосы, перемешиватели бурового раствора, буровой ротор.

Во время ликвидации ГНВП ко всему перечисленному добавляется работающий дегазатор, а в случае фонтана – вырывающаяся из скважины газожидкостная смесь.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Изменения в физиологическом состоянии организма – в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции. Все это приводит к возникновению вибрационной болезни.

Допустимый уровень вибрации регламентируется ГОСТ 12.1.012-90 [4], ГОСТ 31192.2-2005 [16], а также Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н [14]. Согласно данному Приказу, предельно допустимый уровень (ПДУ) вибрационной нагрузки составляет 112 дБ (общая вибрация) 126 дБ (локальная вибрация). При этом эквивалентные скорректированные значения составляют, соответственно, 80-95дБ общей вибрации и 100-112дБ локальной (на роторной площадке и в блоке ЦСГО, данные получены по результатам измерений на буровой установке Уралмаш-3Д-86 компании АО «ССК»). Согласно этим значениям, класс условий труда на буровой будет второй (допустимый).

В качестве средств защиты применяются:

- применения виброизоляции вибрирующих машин относительно основания (амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки);

- средства индивидуальной защиты рук и ног от вибрации.

Повышенный уровень шума, неблагоприятные характеристики шума.

Основными источниками шума на буровой являются: вибросито, дизельные двигатели, буровые насосы, перемешиватели бурового раствора, буровой ротор, компрессорные установки, линии высокого давления.

Во время ликвидации ГНВП также добавляется работающий дегазатор, и в случае фонтана – вырывающаяся из скважины газо-жидкостная смесь.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Допустимый уровень шума регламентируется ГОСТ 12.1.003-2014 [1], а также Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н [14]. Согласно данному приказу, ПДУ общего эквивалентного уровня звука не должен превышать 80 дБ. Фактическое значение, по результатам замера на роторной площадке Уралмаш-3Д-86 компании АО «ССК», составляет 83,2 дБ – превышение ПДУ на 3,2 дБ. Таким образом, класс условий труда – 3.1 (вредный). В условия ГНВП уровень шума может достигать 150 дБ и выше.

Меры по минимизации воздействия шума должны включать:

- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению шума и вибрации, которая может быть переизлучена в виде шума (кожухи, глушители, другие звукоизоляционные и звукопоглощающие конструкции);

- привлечение к работам лиц, не имеющих медицинских противопоказаний по шуму, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований с применением средств аудиометрии;

- контроль правильности использования средств индивидуальной защиты от шума;

- проведение периодического контроля шума на рабочих местах и организация на основе полученных результатов режима труда, способствующего снижению шумовой нагрузки на работника, а также контроль за его соблюдением;

- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля шумовых характеристик машин;

- составление комплексных программ сохранения слуха работников.

Минимизация воздействия повышенного уровня шума на людей при выполнении работ по ликвидации открытого фонтана возможна при выполнении следующих условий: применение оборудования безлюдных технологий, совершенствование средств индивидуальной защиты органов слуха и разработка переговорных устройств для работ при шуме свыше 150 дБ.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного/ искусственного освещения.

Недостаточная освещенность рабочей зоны вызывает у персонала преждевременную усталость, делает работу менее продуктивной, также способствует ухудшению зрения. Кроме того, при недостаточной освещенности повышается риск получения травм, допущения работниками ошибок, как следствие, возникновения аварийной ситуации.

Нормы освещенности должны соответствовать СП 4156-86 [3]. Общее и комбинированное освещение следует осуществлять в случаях, предусмотренных СНиП 23-05-95 [9].

Согласно СП 4156-86 [3] освещенность рабочих мест персонала при бурении скважин на суше должна соответствовать следующим значениям:

- рабочая площадка – 30 лк;
- роторная площадка – 100 лк;
- площадка верхового рабочего – 30 лк;
- механизм захвата и подъема труб АСП и МСП – 50 лк;
- редуктор (силовое помещение) – 30 лк;
- дизельное помещение – 50 лк;
- глиномешалка, сито, сепаратор – 30 лк;
- маршевые лестницы, переходы желобной системы и т.п. – 10 лк;
- пульт управления ПВО – 75 лк.

При проектировании и эксплуатации искусственного освещения должны быть учтены условия среды (наличие пыли, влаги, агрессивность, взрывоопасность и т.д.).

Химические вредные факторы – испарения углеводородов, буровой раствор, хим. реагенты.

Во время работы на буровой установке сотрудники подвергаются воздействию ряда веществ, некоторые из которых могут быть канцерогенными и ядовитыми. В первую очередь, к ним стоит отнести некоторые химические реагенты для приготовления бурового раствора – щелочи, кислоты, бактерициды, реагенты на углеводородной основе.

Также вредным фактором являются газообразные углеводороды в воздухе рабочей зоны, выделяющиеся из выходящего из скважины бурового раствора. Выделения сероводорода и интенсивный выход газо-жидкостной смеси при ГНВП отнесены к опасным факторам.

Действующие и проектируемые объекты, а также производственные

процессы, использующие канцерогенные факторы, должны соответствовать требованиям СанПиН 1.2.2353-08 [10], а также ГН 2.2.5.1313-03 [11].

Основным мероприятием является исключение возможности контакта человека с канцерогенными факторами на рабочем месте. В случае невозможности устранения воздействия канцерогенных факторов, организацией принимаются меры по снижению их воздействия на человека, включая установление ПДК или ПДУ с учетом канцерогенного эффекта в соответствии с критериями гигиенических нормативов. Обеспечивается регулярный контроль за их соблюдением.

Работники, принятые на работу, связанную с воздействием канцерогенных факторов, подлежат предварительным (при поступлении на работу) и обязательным периодическим профилактическим медицинским осмотрам в установленном порядке.

Индивидуальными способами защиты являются обязательное использование СИЗ (специальная масло- кислотостойкая одежда, перчатки, сапоги, респираторы, очки), наличие исправных газоанализаторов, обученность персонала по их использованию.

Психофизиологические факторы.

Для различных видов труда существуют различные оценки их тяжести. Тяжесть физического труда может быть оценена по нагрузке, приходящейся на мышцы человека. По степени тяжести все физические работы делят на легкие, средней тяжести и тяжелые.

Тяжесть труда должна характеризовать совокупное воздействие всех элементов, составляющих условия труда человека, на работоспособность человека, его здоровье, жизнедеятельность и восстановление рабочей силы. В таком представлении понятие тяжесть труда одинаково применимо как к умственному, так и к физическому труду.

Объективная оценка тяжести труда может быть сделана на основе оценки реакций и изменений в организме человека, то есть на основе функционального состояния человека. Выделяют три функциональных состояния человека:

нормальное, граничное (между нормой и патологией) и патологическое. Их можно распознавать с помощью медико-физиологических и технико-экономических показателей. В соответствии с изложенным установлены шесть категорий условий труда.

Характеристики тяжести труда должны соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 [13] и Р 2.2.755-99 [12]. Оценка условий труда по показателям тяжести трудового процесса должна проводиться по Приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н [14].

В соответствии с данным Приказом оценивается:

- Физическая динамическая нагрузка - единицы внешней механической работы за рабочий день (смену), кг м;
- Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную, кг;
- Стереотипные рабочие движения, количество за рабочий день (смену), единиц;
- Статическая нагрузка - величина статической нагрузки за рабочий день (смену) при удержании работником груза, приложении усилий, кгс с;
- Перемещения работника в пространстве, обусловленные технологическим процессом, в течение рабочей смены, км.

В дальнейшем делается заключение о соответствии допустимым нормам тяжести трудового процесса, и в случае их несоответствия принимаются меры по изменению рабочего процесса.

Анализ опасных факторов, которые может создать объект исследования

Падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего, падение работающего с высоты

При работе на буровой установке активно используется работа крановой техники, лебедки, перемещение тяжелых грузов. Кроме того, значительная часть работы проводится на высоте – роторная площадка, стеллажи, площадка верхового и др. При этом рабочие постоянно подвергаются риску получения травм при падении с высоты и падению на них различных грузов.

Наиболее опасными представляются следующие работы:

- приготовление бурового раствора (перемещение крановой техникой мешков с хим. реагентами до тонны весом);
- укладка бурильного инструмента и обсадных труб на приемные мостки;
- работа на площадке верхового;
- падение различных предметов с высоты.

Для предотвращения получения травм и минимизации рисков необходимо строго следовать инструкциям ФНиП ПБвНГП [15]. Наиболее важные из них:

- Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения;
- Работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, должны проводиться с применением предохранительного пояса;
- Применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение;
- Металлический пол люльки верхового рабочего должен быть рассчитан на нагрузку не менее 130 кгс и иметь перильное ограждение со сплошной обшивкой до пола. Высота перильного ограждения должна быть не менее 1 м. Люлька должна быть застрахована от падения.

Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним.

Данный фактор может оказаться травмоопасным при нарушении целостности линий высокого давления. К таковым относятся: линия манифольда, нагнетательные трубопроводы от агрегатов ЦА-320, шланги высокого давления.

Для предотвращения травмоопасных ситуаций необходимо строго следовать требованиям ФНиП ПБвНГП [15] и ИПОТ 189-2008 [18].

При этом наибольшую опасность данный фактор представляет при ликвидации ГНВП, а именно выброса. При этом давления в блоке

дресселирования и аварийных линиях достигает огромных значений (при неверно принятых решениях при глушении – до двукратного пластового). Для предотвращения травм при разрушении линий необходимо строго следовать разработанному компанией плану по ликвидации аварий (ПЛА), кроме того, противовыбросовое оборудования должно быть опрессовано на соответствующие давления, а также линии блока дресселирования, задвижки и шаровые краны.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Одной из наиболее распространённых причин получения травм на буровой является контакт с движущимися машинами и механизмами, такими как: приводные ремни буровых насосов, крюкоблок, роторный стол и др.

Для того чтобы минимизировать вероятность получения травм от взаимодействия с движущимися элементами оборудования, необходимо строго выполнять инструкции и требования ФНиП ПБвНГП [15]. Основные из них:

- Запрещается находиться под элеватором при проведении спускоподъемных операций;
- Запрещается проводить какие-либо действия с манифольдом высокого давления при наличии остаточного давления в системе;
- Запрещается откручивать/наворачивать бурильные трубы при помощи вращения ротора.

Химические факторы – поражение через органы дыхания и кожные покровы.

Наибольшую опасность в данном случае представляет выбросы сероводорода из скважины.

Сероводород (H_2S) – сильный нервнопаралитический яд, газ без цвета с запахом тухлых яиц, тяжелее воздуха, поэтому скапливается в низких непроветриваемых местах. ПДК = 10 мг/м³, ПВК = 4,3 – 45,5%. При концентрации 500 мг/м³ в течении 15 минут – головокружение, головная боль, тошнота. После 30 минут – потеря сознания, вероятная смерть.

Для защиты от сероводорода необходимо использовать дыхательные аппараты сжатого воздуха, шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха или противогазы с постоянным расходом воздуха. На случай эвакуации применяются респираторы фильтрующего типа с носовым зажимом, которые предназначены только для быстрого покидания зоны выброса.

Профилактические меры должны включать в себя: использование индивидуальных газоанализаторов с порогом срабатывания не ниже концентрации 10 мг/м^3 ; обязательный замер концентрации H_2S в замкнутых пространствах; при концентрации $\text{H}_2\text{S} > 10\%$ ПДК вход только с дыхательным аппаратом; вход запрещен при концентрации H_2S больше предела краткосрочного воздействия (15 мг/м^3).

Кроме того, возможно получение травм при установке кислотных ванн и работе с щелочными реагентами. Основным мероприятием является исключение возможности контакта человека с опасными реагентами, применение СИЗ. Необходимо строго выполнять инструкции и требования ФНИП ПБВНГП [15].

Дополнительные опасные факторы при ликвидации ГНВП

При ликвидации ГНВП, особенно открытых фонтанов, возникают дополнительные опасные факторы, действующие на находящихся рядом людей. К ним можно отнести:

- а. движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу;
- б. ударные волны воздушной среды;
- с. факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой (возгорание).

При возникновении открытого фонтана возможен вылет с большой скоростью из устья скважины кусков породы, разрушение устьевого оборудования, выброс из скважины колонны буровых труб. Кроме того, возможно возгорание газо-жидкостной смеси, выбрасываемой из скважины, и,

как следствие, возникновение гигантского фонтана горящего газа и полное разрушение буровой установки.

Для предотвращения этого необходимо принятие комплексных мер по безопасности при ликвидации открытого фонтана. А именно:

1. Останавливаются двигатели внутреннего сгорания.
2. Отключаются силовые линии, освещение. Отключение электроэнергии производится за пределами загазованной зоны.
3. Тушатся технические и бытовые топки.
4. На территории, которая может быть загазованной, запрещается производство сварочных работ, курение и другие действия, ведущие к возникновению искры.
5. Запрещается движение транспорта на территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, для чего выставляет запрещающие знаки и посты охраны.
6. При необходимости принимаются меры по предотвращению растекания нефти, устанавливается наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.
7. Дальнейшие работы проводятся под руководством противofонтанной службы.

Экологическая безопасность.

При строительстве скважин основной вред окружающей среде наносится при загрязнении почв и вод отходами бурения, такими как буровые сточные воды, отработанный буровой раствор, розлив нефти при ГНВП. Также выброс в атмосферу выхлопных газов дизельных силовых приводов и задействованной автомобильной техники.

При производственном контроле за деятельностью по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов следует руководствоваться ФЗ №7 от 10.01.2002 [19] и ФЗ №89 от 24.06.1998 [20].

Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы).

Основными источниками загрязнения атмосферы при бурении скважины являются выхлопные газы дизельных силовых приводов и задействованной автомобильной техники.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных и передвижных источников осуществляется расчетными и инструментальными методами. При этом предприятие должно руководствоваться ГН 2.2.5.1313-03 [11].

При превышении установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ, для контролируемого источника выясняются причины и разрабатываются рекомендации по устранению сверхлимитного выброса. При эксплуатации автотранспортных средств должно быть обеспечено выполнение экологических требований, которые в первую очередь включают соответствие или несоответствие техническим нормативам выбросов вредных веществ в атмосферу, установленными соответствующими стандартами.

При контроле соблюдения предельно допустимых выбросов (ПДВ) и лимитов выбросов основными должны быть прямые методы, использующие измерения концентрации вредных веществ и объемов газовой смеси после газоочистных установок или в местах непосредственного выделения веществ в атмосферу. При контроле соблюдения ПДВ выбросы вредных веществ определяют за период 20 мин, к которому относятся максимальные разовые ПДК, а также в среднем за сутки, месяц и год. Если продолжительность выбрасывания вредных веществ в атмосферу меньше 20 мин, контроль производят по полному выбросу вредного вещества за это время.

В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрасти. Чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения района расположения, предприятие переходит на кратковременный сокращенный выброс загрязняющих веществ.

Мероприятия по сокращению выбросов, оформленные в виде таблиц и пояснительной записки, должны быть разработаны предприятием и приведены в Проекте нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ.

Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы).

При бурении скважин на суше, основными источниками загрязнения гидросферы являются буровые сточные воды, отработанный буровой раствор.

Предприятие, осуществляющее бурение скважины, обязано руководствоваться ГОСТ 17.1.3.12-86 [23], СанПиН 2.1.5.980-00 [22]. Согласно данным нормативным актам, производственные, хозяйственно-бытовые, сточные воды от промывки технологического оборудования и тары из-под химических реагентов, а также буровые сточные воды после соответствующей очистки и обработки следует использовать повторно. При невозможности повторного использования сточных вод допускается сброс их в водные объекты после очистки на очистных сооружениях в соответствии с нормативами, установленными правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами.

При наличии в разрезе скважины проницаемых горизонтов, содержащих пресные воды, которые могут быть использованы как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения, химические реагенты, применяемые для приготовления бурового раствора должны быть согласованы с органами Росприроднадзора.

Места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ. Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли, с гидроизолированным настилом и снабженных навесом. Хранение бурового раствора осуществляют в емкостях, исключаящих его утечку.

Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).

Основным источником загрязнения литосферы являются отходы бурения в виде буровых сточных вод, отработанного бурового раствора и шлама.

Предприятие, осуществляющее бурение скважины, обязано регулярно проводить инвентаризацию отходов и объектов их размещения, проводить мониторинг состояния окружающей среды на территориях объектов размещения отходов, соблюдать экологические, санитарные и иные требования, установленные законодательством РФ. При превышении установленных лимитов отходов выясняются причины и разрабатываются рекомендации по устранению сверхлимитного образования отходов.

Инструментальный контроль проводится на производственных участках предприятия в присутствии ответственного должностного лица за соблюдение норм и правил сбора, учета и временного хранения отходов на эксплуатируемых производственных площадках.

При эксплуатации производственных объектов должно быть обеспечено выполнение экологических требований, которые в первую очередь включают соответствие или несоответствие техническим нормативам в области обращения с опасными отходами, установленными соответствующими стандартами. На предприятии в целях соблюдения техники безопасности при обращении с опасными отходами, должны быть разработаны и введены в действие инструкции по обращению с опасными отходами. На предприятии должен осуществляться селективный сбор и хранение отходов с целью обеспечения их безопасного размещения, переработки, либо рационального использования в качестве вторичного сырья. Временное хранение отходов на территории производственных площадок производится в соответствии с требованиями, предусмотренными СанПиН 2.1.7.1322-03 [21].

Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Разработка превентивных мер по предупреждению ГНВП.

Газонефтеводопроявления при строительстве скважины являются осложнением технологического процесса, которое может повлечь за собой аварийную ситуацию с риском ущерба здоровью людей или окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности.

Предприятию, осуществляющему бурение скважины, следует осуществлять превентивные меры по предупреждению возникновения ГНВП, к которым относятся:

- обучение персонала, задействованного при строительстве скважины, управлению скважиной при ГНВП;
- обеспечение исправности ПВО, блока дросселирования, своевременная опрессовка их на соответствующие давления;
- обеспечение соблюдения технологических параметров бурения скважины, постоянный контроль процесса бурения;
- разработка ПЛА и следование ему.

Предприятию следует руководствоваться ФНиП ПБвНГП [15] и РД 08-254-98 [25] при предупреждении и ликвидации ГНВП.

Первоочередные действия в случае ЧС и ликвидация ГНВП, открытых газовых и нефтяных фонтанов.

При обнаружении газонефтеводопроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, канал бурильных труб, информировать об этом руководство бурового предприятия, противофонтанной службы и действовать в соответствии с планом по ликвидации проявления. После закрытия превенторов при нефтегазоводопроявлении необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг устья скважины.

В таблице 2 подробно рассмотрены первичные действия буровой бригады при обнаружении ГНВП. Дальнейшие действия осуществляются по отдельному плану работ, согласованному с противофонтанной службой.

Таблица 2 – Действия буровой бригады при обнаружении газонефтеводопроявления и открытого фонтана

Вид аварии	Действия вахты	Исполнители
1. ГНВП при бурении или промывке скважины.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Без прекращения циркуляции поднимает бурильный инструмент до выхода муфты верхней трубы на уровень челюстей бурового ключа (на 1 метр выше ротора) и закрепляет тормоз буровой лебедки. 2. Останавливает буровые насосы. 3. Открывает гидроздвижку на линии дросселирования. 4. Закрывает кольцевой (универсальный) превентор, плащечный превентор с «трубными» плашками. 5. Контролирует открытие задвижки и сообщает бурильщику. 6. Закрывает шаровой кран. 7. Закрывает задвижку перед механическим регулируемым дросселем. 8. Фиксируют «трубные» плашки превентора ручными штурвалами. 9. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР). 10. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Бурильщик 7р. 2. Пом. бурильщика (1) 3. Бурильщик 7р. 4. Бурильщик 7р. 5. Бурильщик бр. 6. Пом. бурильщика (1) 7. Бурильщик бр. 8. Пом. бурильщика (1,2) 9. Пом. бурильщика (2) 10. Бурильщик бр.
2. ГНВП при СПО.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Прекращают спуско-подъемные операции. 2. Наворачивают шаровой кран, в случае несоответствия диаметра плашек превентора диаметру используемого бурильного инструмента, наворачивают аварийную бурильную трубу с шаровым краном. 3. Спускает бурильную колонну в скважину и фиксирует тормоз буровой лебедки, оставив муфту трубы на уровне челюстей бурового ключа (на 1 метр выше ротора). 4. Открывает гидроздвижку на линии дросселирования. 5. Закрывает кольцевой (универсальный) превентор, плащечный превентор с «трубными» плашками. 6. Закрывает шаровой кран на аварийной бурильной трубе. 7. Спускается с полатей верховой рабочий. 8. Закрывает задвижку перед механическим регулируемым дросселем. 9. Фиксируют «трубные» плашки превентора ручными штурвалами. 10. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР). 11. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Бурильщик, вахта 2. Бурильщик, вахта 3. Бурильщик 7р. 4. Бурильщик 7р. 5. Бурильщик 7р. 6. Бурильщик бр. 7. Пом. бурильщика (1) 8. Бурильщик бр. 9. Пом. бурильщика (1,2) 10. Пом. бурильщика (2) 11. Бурильщик бр.
3. ГНВП при спуске обсадной колонны.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Прекращают спуск обсадной колонны. 2. Наворачивают аварийную бурильную трубу с переводником и шаровым краном на последнюю обсадную трубу. 3. Спускает обсадную колонну с навернутой аварийной бурильной трубой в скважину и фиксирует тормоз буровой лебедки, оставив муфту трубы на уровне челюстей бурового ключа (на 1 метр выше ротора). 4. Открывает гидроздвижку на линии дросселирования. 5. Закрывает кольцевой (универсальный) превентор, плащечный превентор с «трубными» плашками. 6. Закрывает шаровой кран на аварийной бурильной трубе. 7. Закрывает задвижку перед регулируемым механическим дросселем. 8. Фиксируют «трубные» плашки превентора ручными штурвалами. 9. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР). 10. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Бурильщик, вахта 2. Бурильщик, вахта 3. Бурильщик 7р. 4. Бурильщик 7р. 5. Бурильщик 7р. 6. Пом. бурильщика (1) 7. Бурильщик (бр.) 8. Пом. бурильщика (1,2) 9. Пом. бурильщика (2) 10. Бурильщик бр.

Продолжение таблицы 2

4. ГНВП при отсутствии в скважине бурильных (обсадных) труб.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования. 2. Закрывает превентор с «глухими» плашками (при необходимости ПУГ). 3. Закрывает задвижку перед механическим регулируемым дросселем. 4. Фиксируют «глухие» плашки превентора ручными штурвалами. 5. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР). 6. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Бурильщик 7р. 2. Бурильщик 7р. 3. Бурильщик бр. 4. Пом. бурильщика (1,2) 5. Пом. бурильщика (2) 6. Бурильщик бр.
5. ГНВП при проведении геофизических или прострелочно-взрывных работ.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Поднимает из скважины геофизический прибор или перфоратор. 2. При невозможности поднять геофизический прибор или перфоратор, отрубает кабель. 3. Открывает гидрозадвижку на линии дросселирования. 4. Закрывает превентор с «глухими» плашками (при необходимости ПУГ). 5. Закрывает задвижку перед механическим регулируемым дросселем. 6. Фиксируют «глухие» плашки превентора ручными штурвалами. 7. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР). 8. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Начальник геофизич. партии. 2. Начальник геофизич. партии. 3. Бурильщик 7р. 4. Бурильщик 7р. 5. Бурильщик бр. 6. Пом. бурильщика (1,2)
6. Открытый фонтан при бурении и (или) испытании (освоении) скважины	<ol style="list-style-type: none"> 1. Прекращает все работы в загазованной зоне. Принимает срочные меры по выводу людей и техники в безопасное место. 2. Останавливает двигатели внутреннего сгорания. 3. Отключает силовые линии, освещение. Отключение электроэнергии производится за пределами загазованной зоны. 4. Тушит технические и бытовые топки. 5. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР). 6. На территории, которая может быть загазованной, запрещает производство сварочных работ, курение и другие действия, ведущие к возникновению искры. 7. Запрещает движение транспорта на территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, для чего выставляет запрещающие знаки и посты охраны. 8. При необходимости принимает меры по предотвращению растекания нефти, устанавливает наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Бурильщик, вахта 2. Дизелист-моторист (электромонтер) 3. Электромонтер 4. Электромонтер 5. Пом. бурильщик (2) 6. Бурильщик бр. 7. Пом. бурильщика (1) 8. Бурильщик бр.

В случае возникновения открытого фонтана ответственное лицо, находящееся на аварийном объекте, должно оповестить об этом руководство предприятия и противofонтанное профессиональное подразделение. Ответные меры должны соответствовать плану действий на объекте в условии ЧС.

Необходимо подготовить коллективные спасательные средства и индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Для разработки организационно-технических мероприятий и проведения работ по ликвидации открытого фонтана приказом по предприятию, а при необходимости и вышестоящей организацией должен быть создан штаб, несущий ответственность за состояние и результаты проведения этих работ.

Запрещается нахождение лиц, не связанных с работами по ликвидации открытого фонтана, на аварийном объекте. В процессе ликвидации открытого фонтана необходимо принимать все меры против скопления у устья фонтанирующей скважины и прилегающей территории продуктов фонтанирования скважины (нефти, конденсата). Работы по тушению горящих фонтанов должны осуществляться в соответствии ППБО-85 [24].

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Специальные (характерные для вахтового метода осуществления работ) правовые нормы трудового законодательства.

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Положения о правах рабочего персонала, осуществляющего деятельность вахтовым методом, прописаны в ТК РФ статья 297 [26].

Работа вахтовым методом характеризуется периодической передислокацией объектов (участков) работ, например переход к строительству нового объекта, бурению следующей скважины. Максимальная продолжительность рабочей смены – 12 часов.

Перемещение работников в связи с изменением места дислокации объектов (участков) работы не является переводом на другую работу и не требует согласия работников. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междусменного отдыха на объекте (участке). Применяются нормы главы 47 ТК, об особенностях регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [26].

При вахтовом методе работники, в отличие от общего правила, предусмотренного статьей 106 ТК РФ [26], ограничиваются в использовании определенных видов времени отдыха по своему усмотрению. Это касается выбора места использования других, кроме междусменного, видов отдыха (междувахтового, отпусков и т.п.) - можно выбирать любое место, кроме вахтового поселка. Данная норма зафиксирована в пункте 3.6 Основных положений о вахтовом методе организации работ [27]. Она гласит, что проживание в вахтовых поселках вахтового (сменного) персонала в период междувахтового отдыха запрещается.

Организационные мероприятия при компоновке вахтового поселка.

Организация вахтовых поселков, о которых говорится в части 3 статьи 297 ТК РФ [26], отдельно оговорена в нескольких пунктах Основных положений о вахтовом методе организации работ. В частности, предусмотрено следующее:

Вахтовые поселки предназначены для обеспечения жизнедеятельности работников, а также для обслуживания строительной и спецтехники, автотранспорта, хранения запасов товарно-материальных ценностей.

Строительство вахтовых поселков осуществляется по типовым или индивидуальным проектам, включающим генеральный план поселка с привязкой к местности, состав помещений, электро-, водо- и теплоснабжение, почтово-телеграфную связь, схему подъездных путей и взлетно-посадочной полосы, обоснование способа доставки персонала, надлежащей организации питания, отдыха и досуга, медицинского, торгово-бытового и культурного обслуживания проживающих.

Администрация вахтовой организации утверждает внутренний распорядок обслуживания для всех проживающих в поселке с учетом мнения представительного органа работников организации, что обосновано в статьях 190, 372 ТК РФ [26]. Техническое и бытовое обслуживание вахтовых поселков обеспечивается, как правило, соответствующим сменным штатным персоналом.

Проживающие в вахтовых поселках обеспечиваются ежедневным трехразовым горячим питанием за отдельную плату.

Администрация вахтовой организации организует совместно с учреждениями здравоохранения медицинскую помощь коллективу вахтового поселка, комплектование их медицинским и фармацевтическим персоналом, медикаментами и медоборудованием, обеспечивает эвакуацию заболевших.

Заключение

Данная работа посвящена анализу существующих методов ликвидации ГНВП и разработке методики ликвидации проявлений в осложненных горно-геологических условиях применительно к реалиям газовых и газоконденсатных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа.

В работе изложены принципы работы высоконапорных газовых пластов, рассмотрены свойства природного газа при его поступлении в скважину. Проанализирован исторический, в том числе зарубежный, опыт бурения в условиях АВПД и ликвидации проявлений и открытых фонтанов.

Подробно рассмотрены существующие методы глушения скважины, изложен порядок действий и проанализирован физический смысл данных методов. Описаны известные методы глушения в особых, осложненных случаях, рассмотрены их достоинства и недостатки.

Изложена и подробно рассмотрена предложенная автором методика глушения скважины в осложненных горно-геологических условиях, характерных для месторождений ЯНАО. Приведен подробный порядок действий, рассмотрены возможные риски и мероприятия для их минимизации.

В разделе социальной ответственности рассмотрены опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ, в том числе ликвидации ГНВП, и мероприятия по их устранению, приведен анализ экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях. Приведены ссылки на нормативные документы.

Список литературы

1. Ганджумян Р. А., Калинин А. Г., Никитин Б. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. – М.: Недра. 2000 г. – 489 с.
2. Групповой рабочий проект № 437 на строительство эксплуатационных скважин Вахского месторождения (Кошильский участок). ОАО “Томскнефть” ВНК, ОАО “ТомскНИПИнефть ВНК”, СФ ЗАО “Сибирская сервисная компания”. Томск, 2005 г. – 212 с.
3. Епихин А.В., Ковалев А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: методич. указания. – Т.: Издательство Томского политехнического университета, 2016, 152 с.
4. Ковалев А.В., Епихин А.В. Выпускная квалификационная работа бакалавра. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 83 с.
5. Самохвалов М.А., Ковалев А.В., Епихин А.В. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 55 с.
6. Абубакиров В. Ф., Буримов Ю. Г., Гноевых А. Н., Межлумов А. О., Близнюков В. Ю. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО «Издательство Недра», 2003-494 с.
7. Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А. (ред). Справочник бурового мастера в 2-х т. М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 608 с.
8. Леонов В.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
9. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учебник для вузов - М.: Недра, 2014. - 440с.

10. Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. - М.: Недра, 2008. - 196с.
11. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. М.: Недра, 1979, 239 с.
12. Калинин А.Г., Никитин Б.А. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; – М.: Недра, 1997. – 648 с.: ил.
13. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. Учебное пособие для техникумов. – М.: Недра, 1984, 224 с.
14. Шевченко И.А. Бурение скважин с большим отходом от вертикали с использованием роторных управляемых систем при контроле геофизических параметров в режиме реального времени // Естественные и технические науки. – 2014. – №1/2. – С.36-39.
15. Уилсон К., Шокарев И., Смолл Дж., Ахунжов Э. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири - Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С.54-55.
16. Заикин И.П., Панков М.В., Исмаилов Н.А., Пушкарев С.В. Применение роторной управляемой системы PowerDrive и системы каротажа PeriScore при бурении горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №11. – С.2-
17. Калинин В. Роторные возможности управляемого бурения // Сибирская нефть. – 2012. – №9. – С. 36-41.
18. Kelly K. Rotary steerables. Enable extended-reach and precision control in tight zones // Oil&Gas. EURASIA. – 2012. - №6. – P. 44-46.
19. Matheus J., Ignova M., Hornblower P. A hybrid approach to closed-loop directional drilling control using rotary steerable systems // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23 May, Maracaibo, Venezuela. – P. 84-89.
20. Каталог продукции «ВНИИБТ буровой инструмент» 2016 года.

21. Каталог продукции «Буринтех» 2016 года.
22. Каталог продукции ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика» 2016 года.
23. Каталог продукции «UNITOOLS» 2016 года.
24. Каталог продукции «ОАО Волгабурмаш» 2016 года.
25. Каталог продукции «АО «Пермнефтемашремонт» 2016 года.
26. Каталог продукции Schlumberger «PowerDrive X5» 2016 года.
27. J. Manson, A. Stewart, M. Pendlebury, E. Ferguson, Maersk Oil, UK, U. John, I. Tribe, R. Lepp, Schlumberger // Доразбуривание месторождения с использованием новейшей роторной управляемой системы. – 2009. - №10. – С. 17-21.
28. Rotary Steerable Drilling Systems Directory. Offshore, April 2009, pp. 84-89
29. SPE 87168. U.Hahne, G.Risdal, J.Ruszk, L.S.Wahlen. Integrated BHA concept of the latest generation rotary closed-loop system for hole sizes from 5 7/8" to 18 j". Paper pre-sent-ed at thw IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, Texas, U.S.A., 2-4 March 2011;
30. Шевченко И.А. Бурение скважин с большим отходом от вертикали с использованием роторных управляемых систем при контроле геофизических параметров в режиме реального времени // Естественные и технические науки – 2014. - №1/2. – С. 36-39.
31. Ермолаева Л. В. Буровые промывочные растворы: учеб. пособ. - Самара; Самар. гос. техн. ун-т, 2009. - 46 с.
32. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во Экспресс, 2008. – 309 с.
33. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Издательство «Летопись», 2005. – 664 с.
34. Правила технической эксплуатации электроустановок. "НЦ ЭНАС", М., 2005 (621.3, П-683).

Приложение А

(справочное)

Blowout and Well Control

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Новосельцев Денис Иванович		

Руководитель ВКР «Анализ современных способов предупреждения и ликвидации флюидопроявлений при строительстве скважин»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев А. В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Стрельникова А. Б.	к.ф.н		

Well pressures

Pressure measurement is a key component of well control. Gauges must be in good operational condition and their rated pressure range must be within the anticipated pressure range.

The two main pressures are:

1. Formation or pore pressure: This is the pressure exerted from outside the hole, and it normally increases with depth.

2. Hydrostatic pressure: this is the pressure exerted by the weight of the drill fluid, and it increases with depth. The rate of increase is called the pressure gradient.

In Figure 1 the hydrostatic pressure (HP) in the annulus at the bottom of the hole is related to its true vertical depth (TVD) and mud weight (MW). Calculations in the metric system use the specific gravity (SG). Therefore:

$$\text{HP (psi)} = 0.052 \times \text{MW (lb/gal)} \times \text{TVD (ft)}$$

$$\text{HP (kPa)} = 9.81 \times \text{SG of mud} \times \text{TVD (metres)}$$

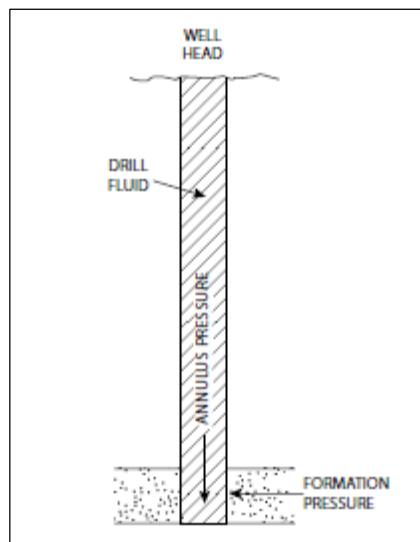


Figure 1 – Formation/Core pressure and Hydrostatic pressure

If this value equals the formation pressure then the well is balanced.

If this value is higher than the formation pressure the well is overbalanced.

If this value is lower than the formation pressure then the well is underbalanced and formation fluids could enter the well and a kick could occur.

Some wells are drilled underbalanced (such as air-drilled wells or surface holes) and the formation fluids managed safely.

If this is higher than the formation pressure then drilling fluid will be lost from the well.

A good understanding of the relationship between hydrostatic pressure, bottom-hole pressure, casing pressure, and drill pipe pressure is necessary to effectively use the well control procedures discussed in this chapter.

A good way to illustrate these relationships is the U-tube analogy.

When a uniform density drill fluid is pumped into the hole and the drill pipe and casing are open to the atmosphere, the fluid will be at the same level in the pipe and in the casing.

The pressure at the surface will be the same pressure (i.e. atmospheric) and the pressure at the bottom of the hole will be the same for the pipe and casing (i.e. the pressure in the annulus between casing and pipe when the rods are in the hole is the casing pressure).

The main principle is that the bottom-hole pressure for both tubes (i.e. drill string and casing) will be the same, providing the drill bit is not blocked.

If the drill string and casing are open and heavy mud is added to the casing, then the level will drop in the casing and the mud in the drill string will be higher to balance the pressures.

This means that the pipe hydrostatic pressure plus the shut-in pipe pressure (P_A) equals the casing hydrostatic pressure plus the casing shut-in pressure (P_B).

If the drill cuttings are heavier than the drill fluid and the casing (annulus) is full of cuttings, the pressure P_A will be higher than P_B . If the drill rods are unscrewed before clearing the cuttings from the casing, the drill fluid will flow out of the drill pipe and the level of fluid in the casing will drop to balance the pressures.

If gas or a fluid of lesser density than the drilling fluid enters the annulus of the drill hole (i.e. the casing side or column B) this will lower the hydrostatic pressure of the casing shut-in pressure (P_B). P_B will be higher than P_A .

A kick is a sudden low of formation fluid or gas into the hole. A kick in a hole being drilled using a liquid circulating fluid must result in an increase in the level of the fluid in the mud pits.

A kick or blowout may result from one of the following:

a) Mud weight less than formation pore pressure.

There has been an emphasis on drilling with mud weights very near to and, in some instances, below formation pore pressures in order to maximize penetration rates. It has been a practice in some areas to take a kick to determine specific pore pressures and reservoir fluid composition. In areas where formation productivity is historically low (roughly less than 1 million standard cubic feet per day without stimulation), operators often drill with mud hydrostatics below the pore pressures.

Mud weight requirements are not always known for certain areas. The ability of the industry to predict formation pressures has improved in recent years and is sophisticated. However, a North Sea wildcat was recently 9 pounds per gallon overbalanced while several development wells in Central America were routinely 2 pounds per gallon underbalanced. Both used the very latest techniques to predict pore pressure while drilling. Many areas are plagued by abnormally pressured, shallow gas sands. Geologic correlation is always subject to interpretation and particularly difficult around salt domes.

b) Failure to keep the hole full and swabbing while tripping.

Failure to keep the hole full and swabbing is one of the most frequent causes of well control problems in drilling. Any well control problem which occurs during a trip is generally the result of a failure on the part of the rig crew to keep the hole full or the failure of the crew to recognize that the hole is not filling properly. The problem of keeping the hole full of fluid has been emphasized for many years. Pressure control problems and blowouts associated with trips continue to be a major occurrence. A lack of training and understanding contributes to these circumstances. Classical pressure control procedures apply to drilling operations, not to tripping operations. All of the modeling and technology used in pressure control was developed based on a drilling model as opposed to a tripping model. Therefore, the

technology that applies to pressure control problems which occur during drilling operations does not apply to pressure control problems which occur during tripping operations. As a result, when pressure control problems occur while tripping, drilling procedures are often applied, confusion reigns, and disaster results.

c) Lost circulation.

If returns are lost, the resulting loss of hydrostatic pressure will cause any permeable formation containing greater pressures to flow into the wellbore. If the top of the drilling fluid is not visible from the surface, as is the case in many instances, the kick may go unnoticed for some time. This can result in an extremely difficult well control situation.

One defense in these cases is to attempt to fill the hole with water in order that the well may be observed. Usually, if an underground flow is occurring, pressure and hydrocarbons will migrate to the surface within a few hours. In many areas it is forbidden to trip out of the hole without returns to the surface. In any instance, tripping out of the hole without mud at the surface should be done with extreme caution and care, giving consideration to pumping down the annulus while tripping.

5. Mud cut by gas, water or oil.

Gas-cut mud has always been considered a warning signal, but not necessarily a serious problem. Calculations demonstrate that severely gas-cut mud causes modest reductions in bottom-hole pressures because of the compressibility of the gas. An incompressible fluid such as oil or water can cause more severe reductions in total hydrostatic and has caused serious well control problems when a productive oil or gas zone is present.

At the stage of “experiencing a kick”, the hole is still under control. However, if action is not taken to maintain control, the inflow of formation fluid may increase, and the uncontrolled low becomes a blow-out.

The formation fluid causing the kick may be fresh water, oil, gas, or salt water (in some instances).

If the kick fluid has a density less than the density of the drilling fluid then the inflow will dilute the drilling fluid and decrease the hydrostatic head of the drilling

fluid column. The lowered pressure head will allow increased flow. As flow increases, the chance of maintaining control is reduced.

Gas kicks are by far the most serious type of kicks. A small velocity gas flow at depth reaches a much higher velocity as the gas pressure is reduced and the gas expands as it nears the surface.

Gas displaces the liquid that was contributing hydrostatic pressure to control the formation pressure. With virtually no hydrostatic pressure, a gas-filled hole transmits the full formation pressure to the well head. Escaping gas is highly dangerous and may catch fire or explode if mixed in the correct proportions with oxygen in the atmosphere.

Gas kicks, or any kicks, require immediate and skilled attention if they are to be “killed” before they become out of control.

Developing skills in recognizing and killing kicks is one of the most important aspects of a driller's training. A driller must distinguish between a “kick” and “gas cut mud”. Mud will become “gas cut” by the gas in the pores of the material cut by the bit. Gas in the mud does not necessarily mean that the formation pressure exceeds the hole pressure.

Drillers must be able to detect primary warning signs of a possible kick. These signs include:

- the presence of methane gas in the atmosphere;
- pit gain or loss;
- a drilling break;
- lost circulation;
- tripping volumes;
- pump pressure and speed;
- variation in string force;
- drill fluid contamination.

Early detection of the presence of gas is important, especially when the drill string is out of the hole.

Gas monitors must be used and fully functional. They should be checked at least at the beginning of each shift or as directed by company procedures. Gas monitor alarms indicate that an abnormal amount of gas is present and emergency procedures should begin immediately.

Gas detector calibration should be undertaken only by a trained technician or other competent person.

Pit gain or loss indicates that a change in hydrostatic pressure has taken place. Specifically:

- a pit gain in hydrostatic pressure indicates formation fluids have entered the borehole
- a pit loss in hydrostatic pressure could result in formation fluids entering the borehole.

When a kick occurs, the surface pressure required to contain it depends largely on how quickly the driller closes the well. Fluids entering the borehole as a result of the kick will displace an equal volume of mud at the low line. The more mud unloaded, the higher the back pressure needed at the surface to contain the formation pressure with the reduced mud column remaining in the well.

A rapid increase in the bit penetration rate is a warning sign of a possible kick situation. When the drilling rate suddenly increases, it is assumed that the type of rock being drilled has changed, thus a drilling break may indicate nothing more than a change from shale to sandstone. However, the driller should pay attention to the loss of mud from the well and look for a possible pit gain.

Before an overpressured formation is encountered while drilling, the usual warning sign is a gradual but persistent decrease in the penetration rate. However, when the caprock interval above the abnormal pressure zone is penetrated, there is a dramatic penetration rate increase, which signifies the increased permeability.

When either the hydrostatic pressure or the equivalent circulating density exceeds the fracture pressure of the formation, a breakdown of the formation will occur, allowing mud to enter.

Tins breakdown results in a reduction in the borehole hydrostatic pressure, which could expose high-pressure zones above or below the lost circulation zone, and lead to a kick situation.

Failure to keep the hole full while hoisting the drill string has been the primary cause of 80% of all blowouts.

As the string is being hoisted, the fluid level in the borehole will drop, because of the volume of steel being removed. Then, as the fluid level drops, the hydrostatic pressure exerted by the column of fluid also reduces.

To minimize this loss in hydrostatic pressure, it is necessary to fill the hole at scheduled regular intervals to replace the volume of steel being removed, and to replace any fluid lost through seepage.

The initial surface indication that a kick has occurred could be a momentary increase in the pump pressure. This is seldom recognized because of its short duration.

Since the lighter density formation fluids continue to flow into the borehole, a reduction in hydrostatic pressure results.

When the hydrostatic pressure has been reduced, a drop in pump pressure may occur, or the pump speed will increase. These phenomena are often mistaken for a washout in the drill string. Until a positive identification can be made, a kick situation should be assumed.

Tire drilling fluid in the hole provides a buoyant effect on the drill string and effectively reduces the actual string weight that must be supported by tire derrick. Higher density mud has a greater buoyancy effect than less dense mud.

When a kick occurs and a low-density formation fluid enters the borehole, the total buoyancy force of the mud system is reduced.

As a result, the string weight observed at the surface begins to increase. However, it should be noted that the hole can take a considerable influx before a sizeable change is noticed on the weight indicator.

As gas, oil, or salt water enters the borehole and is circulated up the annulus, its presence should be readily noticeable at the surface. Gas-cut mud has always been

considered a warning sign, but its presence is not always an indicator of a serious problem.

Gas may enter the mud as a result of:

- gas in shale: this refers to the so-called high- pressure, low-volume shows that are frequently associated with thick shale sections;
- gas from drilled gas-bearing sands: this may cause temporary changes in the gas concentration in the mud;
- trip gas: this follows round trips of the drill string;
- connection gas: this is associated with each drill pipe connection.

Because gas is compressible, it may give the appearance at the surface of being a more serious problem than it is. Many shales contain gas in the pore space and this continually feeds into the circulated mud.

Trip gas and connection gas are usually associated with the lowering of hydrostatic pressure in the borehole caused by swabbing, and with the reduction of bottom-hole pressure when the pump is stopped.

Before tripping the drill string or recovering a core inner tube barrel, check the flow. If the well does not flow, you can be sure that the well did not go into an underbalanced condition while you were drilling or coring, and it is safe to trip out.

A flow check should be conducted before pulling any pipe from the well.

Kicks and blow-outs can occur while pulling pipe, so crews should be most vigilant about detecting any warning signs at this time.

Well control equipment

The main well control equipment components are the:

- blow-out preventer (BOP) stack;
- BOP accumulator unit;
- choke manifold;
- pipe BOP, stabbing, and non-return devices;
- diverters.

BOP stacks. These equipment components must:

- close the top of the hole;
- control the release of fluids;
- permit pumping into the hole;
- allow movement of the inner string of pipe;
- be activated independently.

BOP stacks can consist of a combination of the following items:

- Annular BOP (sometimes called a "spherical BOP").
- Rotary annular BOPs, which are used for underbalanced drilling or where drilling is required with the BOP closed. This can be necessary if complete primary well control is not possible. They can be used as a diverter.
 - Fixed bore pipe rams, which are designed for the size of each type of drill pipe in the drill string. They are solid and close around the drill pipe.
 - Variable bore pipe rams, which adjust to different size pipes as specified.
 - Blind or complete shut-off (CSO) rams, which close and seal the hole when the rods are out of the hole.
 - Blind shear rams, which are designed to cut the drill pipe in the well and shut in and completely seal the well in an emergency well control situation. Shear rams take a lot of force to cut the pipe, especially the tool joints. They are essential items in an underwater BOP stack.
 - Drilling spool (sometimes referred to as a "mud cross"), which is a connecting component either flanged or hubbed, fitted between BOP equipment, with outlets to the choke manifold and kill line.
 - Casing bowl. This is a well head component or a profile formed in well head equipment in which a casing hanger is located when a casing string has been installed. The casing bowl incorporates features to secure and seal the upper end of the casing string and frequently provides a port to enable access to the annulus.
 - Adapter spool or sometimes referred to as a DSA (double studded adapter). This is used to adapt the casing bowl to the components of the stack.
 - Spacer spool, which is used to adjust the height of BOP stack components.

- Mud riser/bell nipple/low nipple. This is a section of pipe with an I.D. equal to or greater than the opening of the BOP connected to the top of the BOP stack, and with a side outlet to direct the drill fluid returns to the shale shaker or pit. It usually has another inlet for the ill line.

The configuration of the BOP stack varies according to the rating and drilling conditions. For example:

For additional safety when the pipe is out of the well some operators include a blind or CSO ram underneath the top pipe ram BOP or underneath the annular BOP.

Some operators use a rotary annular BOP above the annular BOP, replacing the mud riser to enable a closed-in well while drilling.

BOP stacks are identified by their pressure rating, internal opening, and arrangement of the BOPs and drilling spool from the bottom of the stack.

Preparations for a kick should be made so that action can start quickly when there are indications of a kick.

Burst ratings of casing strings and BOP stack selection are determined by the worst case pressure containment that can occur when all the drilling fluid is evacuated from the annulus and only low-density formation fluid remains.

Influx migration

To suggest that a fluid of lesser density will migrate through a fluid of greater density should be no revelation. However, in drilling operations there are many factors that affect the rate of influx migration.

In some instances, the influx has been known not to migrate.

In recent years there has been considerable research related to influx migration. In the final analysis the variables required to predict the rate of influx migration are simply not known in field operations. The old field rule of migration of approximately 1,000 feet per hour has proven to be as reliable as many much more theoretical calculations.

Some interesting and revealing observations and concepts have resulted from the research which has been conducted. Whether or not the influx will migrate

depends upon the degree of mixing which occurs when the influx enters the wellbore. If the influx that enters over a relatively long period of time is significantly distributed as small bubbles in the mud and the mud is viscous, the influx may not migrate. If the influx enters in the wellbore as a continuous bubble such as is the case when the influx is swabbed into the wellbore, it will most certainly migrate. If the mud has a viscosity approaching water, the influx will most certainly migrate to the surface.

Researchers have observed many factors which will influence the rate of migration of an influx. For example, a migrating influx in a vertical annulus will travel up one side of the annulus with liquid backflow occupying an area opposite the influx. In addition, the migrating velocity of an influx is affected by annular clearances. The smaller the annular clearances, the slower the influx will migrate. The greater the density difference between the influx and the drilling mud, the faster the influx will migrate.

Therefore, the composition of the influx will affect the rate of migration as will the composition of the drilling fluid. Further, the rate of migration of an influx is reduced as the viscosity of the drilling mud is increased. Finally, an increase in the velocity of the drilling fluid will increase the migration velocity of the influx. Obviously, without specific laboratory tests on the drilling fluid, the influx fluid and the resulting mixture of the fluids in question, predictions concerning the behavior of an influx would be virtually meaningless.

As previously stated, the surface pressures are a reflection of the conditions in the wellbore. Influx migration can be observed and analyzed from the changes in the shut-in surface pressures. Basically, as the influx migrates toward the surface, the shut-in surface pressure increases provided that the geometry of the wellbore does not change. An increase in the surface pressure is the result of the reduction in the drilling mud hydrostatic above the influx as it migrates through the drilling mud toward the surface. As the influx migrates and the surface pressure increases, the pressure on the entire wellbore also increases.

Thereby, the system is superpressured until the fracture gradient is exceeded or until mud is released at the surface permitting the influx to expand properly. The procedure for proper migration is discussed later in this section. At this point it is important to understand that, even under ideal conditions, the surface annular pressure will increase as the influx migrates, provided that the geometry of the wellbore does not change. If the casing is larger in the upper portion of the wellbore and the influx is permitted to expand properly, the surface pressure will decrease as the length of the influx shortens in the larger diameter casing. After decreasing as the influx enters the larger casing, the surface pressure will increase as the influx continues to migrate toward the surface.

The underground blowout

An underground blowout is defined as the flow of formation fluids from one zone to another. Most commonly, the underground blowout is defined by a lack of pressure response on the annulus while pumping on the drill pipe or by a general lack of pressure response while pumping. The underground blowout can be most difficult, dangerous and destructive. It can be most difficult because the conditions are hidden and can evade analysis. Often, the pressures associated with an underground blowout are nominal, resulting in a false sense of security.

It can be dangerous because some associate danger with sight. In many instances there is no physical manifestation of the underground blowout. If a well is on fire or blowing out at the surface, it commands respect. However, if the same well is blowing out underground, it is more easily ignored. Since the underground blowout is not seen, it is often not properly respected.

If the underground blowout is within 3,000 to 4,000 feet of the surface, there is the possibility that the flow will fracture to the surface outside the casing. The potential for cratering is high and the crater could be anywhere. It can be the most destructive when the crater is under the rig or platform. Entire rigs and production platforms have been lost into cratered underground blowouts.

If the casing is set deep, there is the potential for extremely high surface pressures which might result in a failure of the surface equipment or a rupture of the exposed casing strings. If shear rams have been used, there is the potential for even more problems with surface pressures and casing strings.

Underground blowouts are generally more challenging than surface blowouts. The volume of influx is not known nor is the composition. Further, the condition of the wellbore and tubulars which are involved are not reliably descriptive. The well control specialist is confronted with the necessity of analyzing and modeling the blowout and preparing a kill procedure. The tools of analysis and modeling are limited. In addition, the tools and techniques should be limited to only those absolutely necessary since any wireline operation is potentially critical. With the underground blowout, the condition of the wellbore can never be known to a certainty and the risk of sticking or losing wire and tools is significantly increased. Stuck or lost wire and wireline tools can be fatal or at least limit future operational alternatives.

Unlike classical pressure control, there are no solutions which apply to all situations. The underground blowout can normally be analyzed utilizing the surface pressures and temperature surveys. The noise log can be confusing. In all instant, the safety of the personnel working at the surface should be the first concern and the potential for fracturing to the surface must be considered carefully.

It is obviously important to assess the hazards associated with the conditions at the blowout. In temperature survey analysis, it is recognized that the temperature of the flowing fluid will be essentially the same as the temperature of the reservoir from which it came. Therefore, if the flow is from a deep formation into a shallow formation, there should be an abnormally high temperature in the zone of loss.

Surface pressures are a reflection of the conditions downhole. If the surface pressure is high, the zone of loss is deep. Conversely, if the surface pressure is low, the zone of loss is shallow. If the density of the annular fluids is known, the depth to the zone of loss can be calculated.

The noise log is helpful in some instances. The flow of fluids can generally be detected with sensitive listening devices. However, in some instances the blowout was undetected by the noise log while in other instances the interpretation of the noise log indicated the presence of an underground flow when there was none. The application of these principles is best understood by consideration of specific field examples.

The consequences of failure are severe. Even the most simple blowout situation can result in the loss of millions of dollars in equipment and valuable natural resources. Well control problems and blowouts are not particular. They occur in the operations of the very largest companies as well as the very smallest. They occur in the most complex operations such as deep, high-pressure gas wells, and they occur in the most simple shallow operations. The potential for well control problems and blowouts is ever present.

References

1. American Petroleum Institute, API RP 59. Recommended Practice for Well Control Operations, 2nd edn. – 2006.
2. J. Finger & D. Blankenship. Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling, Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico, & Livermore, California. – 2010.
3. Louisiana State University, Baton Rouge, La. Well Control Manual. – 2008.
4. W.C. Lyons, B. Guo, R.L. Graham, & G.D. Hawley. Air and Gas Drilling Manual: Applications for Oil and Gas Recovery Wells and Geothermal Fluid Recovery Wells, 3rd edn, Elsevier. – 2009.
5. Robert D. Grace. Advanced blowout and well control. Gulf Publishing Company Houston, Texas. – 1994.
6. Kustyshev A. Complications, accidents and blowout control in construction, operation and repair of oil and gas wells. Tyumen, Tyumen State Technical University. – 2015.